

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТАНОЛА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

УДК 622.279.72:547.261

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Аверкиев Владислав Алексеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
P2	Применять <i>базовые профессиональные</i> знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	Требования ФГОС ВО ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
P4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3, ППК-4, ППК-6
P5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО ОК-4, ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
P6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	Требования ФГОС ВО ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	Требования ФГОС ВО ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	Требования ФГОС ВО ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Аверкиеву Владиславу Алексеевичу

Тема работы:

Повышение эффективности технологии применения метанол для предупреждения гидратообразования	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020, 59-120/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения о гидратообразовании в промышленных системах. Описание структуры образования газовых гидратов. Анализ условий возникновения гидратообразования. Анализ участков технологических промышленных систем, подверженных интенсивному гидратообразованию. Современный подход к ингибированию в условиях гидратообразования. Способы и методы предотвращения гидратообразования. Метанольное хозяйство. Методы повышения эффективности применения метанола. Повышение эффективности расхода

	метанола в процессе предупреждения гидратообразования.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Сущность процесса образования гидратов при добыче углеводородов	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Комплексный подход к эффективности применения метанола и к технологиям борьбы с гидратообразованием	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Повышение эффективности расхода метанола в процессе предупреждения гидратообразования	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Сущность процесса образования гидратов при добыче углеводородов	
Комплексный подход к эффективности применения метанола и к технологиям борьбы с гидратообразованием	
Повышение эффективности расхода метанола в процессе предупреждения гидратообразования	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Аверкиев Владислав Алексеевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.03.2020	Сущность процесса образования гидратов при добыче углеводородов.	25
05.04.2020	Комплексный подход к эффективности применения метанола и к технологиям борьбы с гидратообразованием.	25
21.04.2020	Повышение эффективности расхода метанола в процессе предупреждения гидратообразования.	30
30.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
08.05.2020	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Обозначения, определения и сокращения

Газовые гидраты – твердые кристаллические соединения, образованные в результате соединения с водой компонентов природного газа (метан, этан, пропан, изобутан, углекислый газ, сероводород и азот) – молекул гидратообразователей, которые по структуре являются соединениями включения (клатратами), образующимися путем внедрения молекул газа в пустоты кристаллических структур, составленных из молекул воды.

Гидратообразование – процесс образования структур гидратов при определенных термобарических условиях, чаще всего протекающий на границе раздела фаз газ - вода.

ЭГ – этиленгликоль;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

КИГ – кинетический ингибитор гидратообразования;

ММП – многолетнемерзлые породы (породы, которые постоянно находятся в условиях отрицательных температур;

НТС – низкотемпературная сепарация;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ВМР – водометанольный раствор;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ЭО – эксплуатационная колонна;

УДИ – устройство дозирования ингибитора;

СУ – станция управления.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 96 страниц, в том числе 32 рисунка, 17 таблиц. Список литературы включает 26 источников.

Ключевые слова: ингибиторная защита, осложнения при добыче газа, гидратообразование, гидрат, газовый гидрат, метанол, уменьшение расхода метанола.

Объектом исследования является термодинамический ингибитор метанол и его применение для предупреждения гидратообразования.

Цель исследования – анализ повышения эффективности расхода и применения метанола для предупреждения гидратообразования.

В процессе исследования были рассмотрены общие сведения о гидратах, а также технологические участки промысловых систем, наиболее подверженные гидратообразованию. Рассмотрены основные и наиболее распространенные ингибиторы гидратообразования и проведен анализ их эффективности в борьбе с гидратообразованием. Рассмотрены и проанализированы способы повышения эффективности применения и расхода метанола, а также проведен анализ возможности применения данных методов на технологических участках.

В результате исследования был рассмотрен наиболее эффективный способ повышения эффективности применения и расхода метанола.

Область применения: добывающие скважины, эксплуатируемые в условиях гидратообразования.

Потенциальная экономическая эффективность связана с уменьшением расхода метанола и его рациональным использованием для борьбы с гидратообразованием за счет внедрения технологии с автоматической подачей ингибитора с контролируемым расходом.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 СУЩНОСТЬ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ ПРИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ	10
1.1 Общие сведения о гидратообразовании в промышленных системах.....	10
1.2 Описание структуры образования газовых гидратов.....	13
1.3 Анализ условий возникновения гидратообразования.....	15
1.4 Анализ участков технологических промышленных систем, подверженных интенсивному гидратообразованию	24
2 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТАНОЛА И К ТЕХНОЛОГИЯМ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ	32
2.1 Современный подход к ингибированию в условиях гидратообразования	32
2.2 Способы и методы предотвращения гидратообразования	50
2.3 Метанольное хозяйство	54
2.4 Методы повышения эффективности применения метанола	57
3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАСХОДА МЕТАНОЛА В ПРОЦЕССЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ.	62
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	66
4.1 Обоснованность применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования	66
4.2 Анализ эксплуатационных затрат при применении метанола	69
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	75
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов	77
Анализ опасных производственных факторов	81
5.3 Экологическая безопасность	85
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:	94

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на месторождениях нефти и газа, в частности на газоконденсатных месторождениях, распространено осложнение в виде гидратообразования, которое является негативным фактором при эксплуатации месторождений.

Существует несколько методов борьбы с гидратообразованием, однако наиболее распространенным и широко применяемым является химический метод, основанный на применении ингибиторов гидратообразования, устраняющих отложение и образование гидратов в промысловых трубопроводах и внутри самих скважин.

Среди основных ингибиторов гидратообразования наиболее объективно выделяется метанол благодаря своим физико-химическим параметрам и высокой эффективности при ликвидации газогидратных пробок.

Актуальность данной работы: снижение объемов потребления ингибитора гидратообразования – метанола.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ и обоснование применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования, а также анализ методов, направленных на повышение эффективности его применения.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Провести анализ участков технологических промысловых систем, подверженных гидратообразованию.
2. Провести анализ применяемых ингибиторов гидратообразования и рассмотреть возможные методы повышения эффективности применения метанола.
3. Рассмотреть возможность применения методов повышения эффективности расхода метанола на участках с возможным осложнением в виде гидратообразования.

1 СУЩНОСТЬ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ ПРИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

1.1 Общие сведения о гидратообразовании в промышленных системах

В настоящее время известны большие группы веществ, в которых молекулы одного компонента размещены в кристаллической решетке другого компонента, ввиду чего полученные соединения обычно называются твердыми растворами внедрения, клатратными соединениями или соединениями включения. Гидраты относят к классу веществ, не являющихся химическими соединениями. История изучения образования и диссоциации гидратов насчитывает более 230 лет.

Типичными представителями этих групп веществ являются вещества, впервые открытые Дэви в 1810 г., которые называли гидратами и внешним видом напоминают снег и лед. По современным представлениям, молекулы гидратообразователей в полостях между узлами ассоциированных молекул воды гидратной решетки удерживаются с помощью Ван-дер-Ваальсовых сил притяжения. [1]

Если молекулы являются диполями, т.е. «центры тяжести» положительных и отрицательных зарядов не совпадают, то в зависимости от взаимного расположения осей диполей молекулы воды и гидратообразователей возникают силы как притяжения, так и отталкивания. Но так как молекула гидратообразователя в окружении молекул воды вращается и при свободном вращении молекулы электрические силы взаимодействия зарядов, входящих в состав обоих диполей, стремятся вызвать поворот осей диполей, то в среднем между молекулами воды и гидратообразователя возникают силы притяжения, в результате чего образуются молекулы гидратов.

В случае, когда молекулы гидратообразователей не являются диполями, т.е. «центры тяжести» положительных и отрицательных зарядов совпадают, под действием электрических сил, исходящих от молекул воды, положительные и отрицательные заряды, входящие в состав неполярной молекулы гидратообразователя, сместятся в противоположенных направлениях, в

результате чего молекула гидратообразователя поляризуется, т.е. приобретает дипольный момент. В этом случае смещение зарядов всегда носит такой характер, при котором к более близко расположенному концу диполя молекулы воды приблизятся заряды молекул гидратообразователя противоположного ей знака и, наоборот, удалятся заряды того же знака. В результате между обеими молекулами возникают силы притяжения, что и способствует образованию гидратов. Молекулы гидратообразователя удерживаются за счет Ван-дер-Ваальсовых сил притяжения, растущих с увеличением числа электронов в их молекулах. Следовательно, число электронов в молекулах гидратообразователей – мера величины Ван-дер-Ваальсовых сил, с помощью которой можно качественно определить их влияние на устойчивость гидратов.

Среди множества гидратообразователей элементы нулевой группы периодической системы – инертные газы – являются самыми простыми гидратообразователями, так как молекулы состоят из одного атома и наиболее симметричны как в геометрическом, так и в электростатическом отношении и не обладают постоянным дипольным моментом. Чем больше электронов в молекуле, но меньше ионизационный потенциал, тем больше их атомные веса, температура плавления и кипения, размеры молекул и поляризуемость. При этом закономерно изменяются факторы, характеризующие устойчивость гидратов инертных газов, т.е. по мере увеличения числа электронов в молекуле увеличиваются теплота образования гидратов и температура их разложения, но уменьшается упругость диссоциации (давление разложения гидратов) при 0°C.

Элементы седьмой группы периодической системы – галогены – являются простейшими после инертных газов гидратообразователями, так как они двухатомные и не обладают постоянными дипольными моментами.

Галогенозамещенные углеводороды от инертных газов и галогенов отличаются тем, что их молекулы являются диполями. В таблице 1 представлены основные физико-химические свойства галогенозамещенных углеводородов и их гидратов. Эти гидратообразователи являются многоатомными и обладают постоянными дипольными моментами. С увеличением числа электронов в

молекуле Ван-дер-Ваальсовы силы увеличиваются. При этом увеличивается устойчивость гидратов, так как повышается теплота гидратообразования и понижается упругость диссоциации при 0°C.

Таблица 1 - Свойства углеводородных газов и их гидратов

Газ	Молекулярный вес	Температура, С		Размер молекул, А°	Температура разложения при давлении 1 кгс/см ² , °С	Теплота гидратообразования из 1 моля гидратообразователя и воды, ккал/моль	Упругость диссоциации гидратов при 0°C, кгс/см ²
		Плавления	Кипения				
Метан	16	-182,5	-161,3	4,1	-29	14,5	26,0
Этан	30	-172,5	-88,6	5,5	-15,8	15,0	5,2
Пропан	44	-187,5	-42,2	6,28	8,5	31,0	1,0

Например, число электронов у этана больше, чем у метана, и меньше, чем у пропана. Следствием этого является увеличение размера молекул и повышение температуры кипения от метана до пропана. Здесь, как и у большинства гидратообразователей, с увеличением Ван-дер-Ваальсовых сил углеводородов наблюдается повышение устойчивости гидратов. В пределах одних групп веществ существует связь между молекулярными константами гидратообразователей и устойчивостью их гидратов, Б.А. Никитин сопоставил устойчивость гидратов некоторых веществ и их молекулярные константы в пределах разных групп веществ и пришел к выводу, что молекулярные константы влияют на устойчивость гидратов и, если молекулы двух гидратообразователей близки по поляризуемости, ионизационному потенциалу, дипольному моменту и размерам частиц, то их гидраты должны обладать почти одинаковой устойчивостью. На основании своих исследований Б.А. Никитин сформулировал *правило аналогии*: два вещества образуют с третьим веществом аналогичные молекулярные соединения, которые обладают близкой устойчивостью, если исходных два вещества обладают близкими Ван-дер-Ваальсовыми силами и молекулы их сходны по размерам и форме, а устойчивость полученного соединения в пределах одной группы молекулярных соединений будет тем больше, чем больше Ван-дер-Ваальсовы силы.

Автор сравнивал устойчивость некоторых гидратов и указал, что с уменьшением упругости диссоциации при 0°C , устойчивость гидратов увеличивается.

Устойчивость гидратов сопоставляли также другие авторы. Было установлено, что мерой устойчивости гидратов наравне с температурой кипения служит возрастающий размер молекул гидратообразователей. Например, CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ имеют соответственно температуру кипения в $^{\circ}\text{C}$: -161, -88, -42, -10, и размеры молекул (в \AA) 4,1, 5,5, 6,28, 6,28. При этом упругость диссоциации гидратов (в кгс/см^2) при 0°C составляет соответственно 26, 5,2, 1,74 и 1,1, откуда следует, что из перечисленных углеводородов наибольшую устойчивость имеет гидрат изобутана. [1]

Итак, **газовые гидраты** – твердые кристаллические соединения, образованные в результате соединения с водой компонентов природного газа – молекул гидратообразователей, которые по структуре являются соединениями включения (клатратами), образующиеся путем внедрения молекул газа в пустоты кристаллических структур, составленных из молекул воды.

1.2 Описание структуры образования газовых гидратов

По своей природе газовые гидраты являются твердыми растворами. Твердый раствор по сравнению с кристаллами чистого компонента или химического соединения – это твердая фаза более сложного строения. Твердый раствор образуется, если в процессе кристаллизации, например, компонента А участвует некоторое количество компонента В, причем последний оказывается равномерно распределенным в образующемся кристалле.

Существует два способа совместной кристаллизации компонента В в компоненте А. В первом случае атомы или молекулы растворяемого элемента могут размещаться в пустых местах решетки между ее узлами (твердые растворы внедрения), во втором же случае предполагается, что атомы, ионы или молекулы растворяемого вещества располагаются вместо атомов растворителя в узлах кристаллической решетки (твердые растворы замещения).

Анализ физико-химических свойств гидратов показывают, что они ведут себя как твердые растворы внедрения. Подтверждение этому служит тот факт, что гидрат является твердой фазой более сложного строения, чем строение кристаллов воды и гидратообразователей, где молекулы последних равномерно распределены в пустых местах решетки, образованных ассоциированными молекулами воды.

Гидраты классифицируют по строению решетки в зависимости от расположения в кристаллической решетке молекул. Широко встречаются гидраты I и II типа, или же гидраты со структурами I (гидраты с формулой $M \cdot 6H_2O$ и $M \cdot 8H_2O$) и II (гидраты с формулой $M \cdot 17H_2O$) вида (рисунок 1).

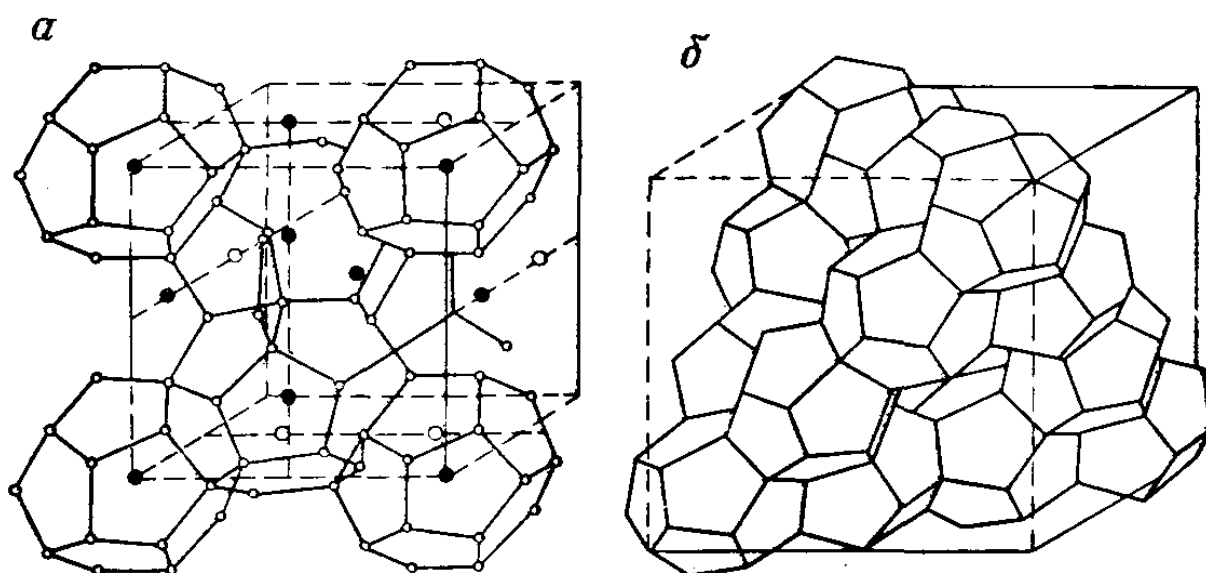


Рисунок 1 - Структура гидратов. а - I (вида пентагонододекаэдра) и б - II (вида «бриллианта») типа

В первом случае 46 молекул воды образуют две полости с внутренним диаметром 5,2 А и шесть полостей с внутренним диаметром 5,9 А (структура I); во втором – 136 молекул воды образуют восемь больших полостей с внутренним диаметром 6,9 А и шестнадцать малых полостей с внутренним диаметром 4,8 А (структура II).

Малые полости гидратов структуры I (как и структуры II) представляют собой правильные пентагональные додекаэдры, почти сферические, и имеют свободный объем 169 \AA^3 . В гидрате структуры I пентадодекаэдры расположены в восьми углах куба и в центре элементарной полости кристаллической решетки.

Каждая из шести полостей является тетраэдраэдром, образованным двумя противолежащими шестиугольниками и двенадцатью пятиугольниками, расположенными между ними. Объем полостей равен 216 \AA^3 .

Гидраты структуры II (как и структуры I) обладают кубической сингонией и представляют собой пентагональные додекаэдры. Большие полости гидратов этой структуры представляют собой сферические гексапентадодекаэдры, каждый из которых построен из шестиугольников и двенадцати пятиугольников. Объем большой полости гидратов структуры II равен 250 \AA^3 . [1]

Большие полости гидратов структуры I и II могут заполняться молекулами гидратообразователей частично или полностью.

В настоящее время выделяют три основных типа кристаллов:

- Вискерные кристаллы, образующиеся при тоннельной сорбции молекул к основанию растущего кристалла;
- Гель-кристаллы, образующиеся в объёме воды при благоприятных условиях гидратообразования из растворённого в ней газа;
- Массивные кристаллы, образующиеся путем сорбции молекул газа и воды на всей поверхности зародыша кристалла.

1.3 Анализ условий возникновения гидратообразования

Для образования гидратов необходимы следующие условия:

1. Термобарические условия для гидратообразования подразумевают одновременную комбинацию высоких давлений и низких температур. Значения давления и температуры гидратообразования зависят от химического состава газа, при этом термобарические условия гидратообразования выражаются диаграммой гетерогенного состояния в координатах p — T (рисунок 2). Повышение давления при конкретном значении температуры, например, является благоприятным условием для начала образования гидратов, а снижение давления ниже равновесной кривой приводит к разложению гидрата на газ и воду. Плотность гидратов природных газов принимает значения от 0,9 до 1,1 г/см³.

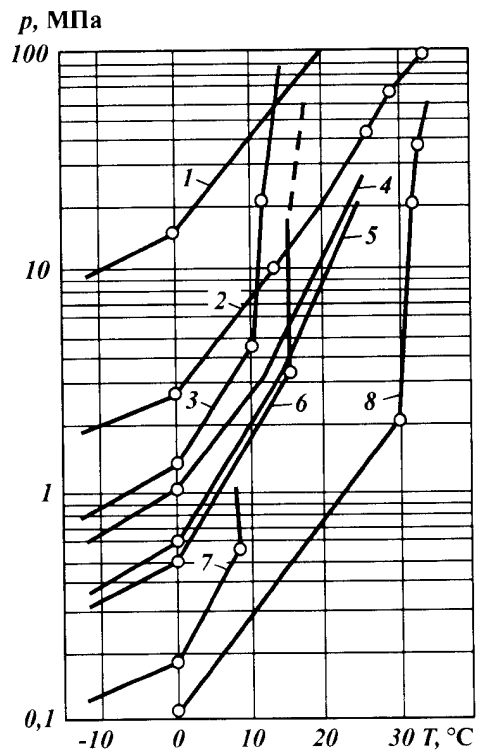


Рисунок 2 - Диаграмма гетерогенного состояния газов (по Ю.Ф. Макогону):
 1 – N_2 ; 2 – CH_4 3 – CO_2 ; природная газовая смесь с относительной плотностью
 по воздуху: 4 – 0,6, 5 – 0,8; 6 – C_2H_6 ; 7 – C_3H_8 ; 8 – H_2S

На рисунке 3 представлены условия гидратообразования, где гидратообразователем выступает природный газ различной относительной плотности. Левая область относительно кривой соответствует гидратообразованию, правая – его отсутствие. Увеличение температуры гидратообразования возникает вследствие увеличения плотности газа, однако такая зависимость наблюдается не всегда. Природный газ с небольшой плотностью может образовывать гидраты при более высоких температурах, чем природный газ с повышенной плотностью. Если плотность природного газа повышается за счет негидратообразующих компонентов – температура гидратообразования понизится, если же плотность повышается за счет гидратообразующих компонентов – температура гидратообразования будет выше для того состава газа, в котором преобладают компоненты с большей устойчивостью. [2]

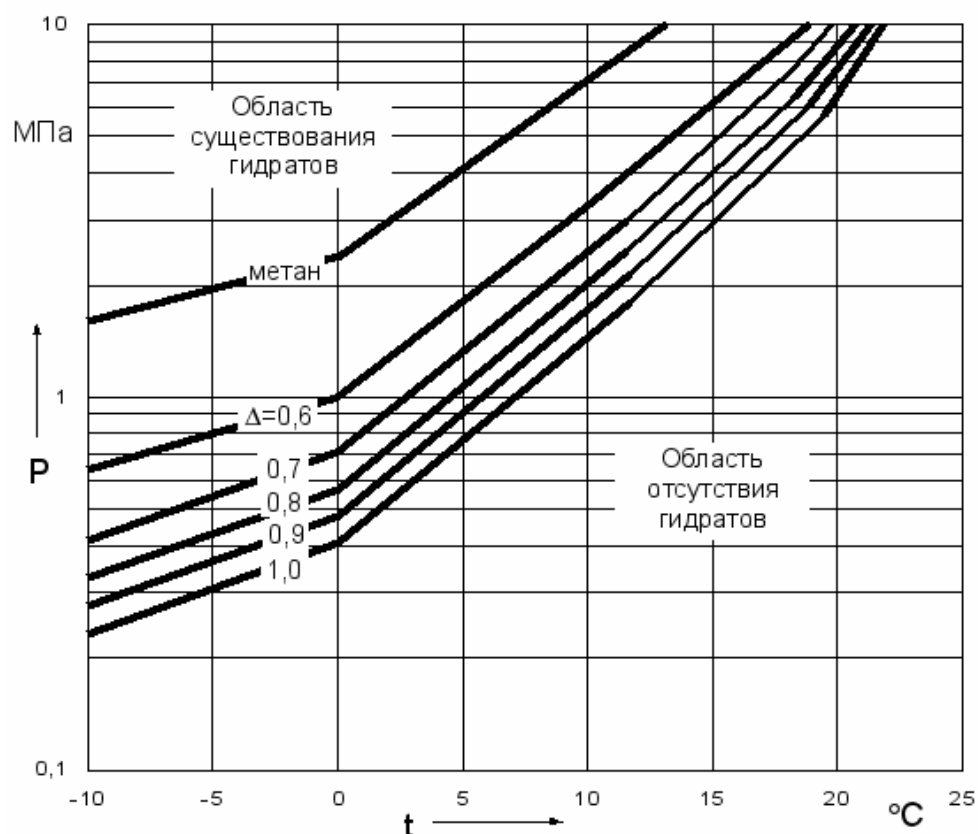


Рисунок 3 - Равновесные кривые образования гидратов природных газов в зависимости от температуры и давления

2. Наличие гидратообразующего вещества. К таким веществам относят метан, этан и двуокись углерода. Данные по содержанию гидратообразующих компонентов в газовой фазе и в составе гидратов приведены в таблице 2. При одинаковом составе газовой фазы количество компонентов в гидратной фазе изменяется в зависимости от термодинамических условий.

Таблица 2 – Состав природного газа и гидрата

Компоненты	Мольная доля в газовой фазе, %	Мольная доля в составе гидратов, %
Метан	0,8250	0,5695
Этан	0,0599	0,0566
Пропан	0,0326	0,2497
Изобутан	0,0030	0,0469
н-Бутан	0,0049	0,0083
Пентан и выше	0,0007	0,0000

Углекислый газ	0,0020	0,0044
Азот	0,0719	0,0640

С уменьшением температуры ниже равновесной при постоянном давлении (рисунок 4), а также при постоянной температуре с увеличением давления (рисунок 5) количество компонента в гидратной фазе повышается. Из рисунков видно, что влияние изменения температуры на состав гидратов значительно сильнее, чем влияние давления, причем с понижением температуры ее влияние будет сильнее.

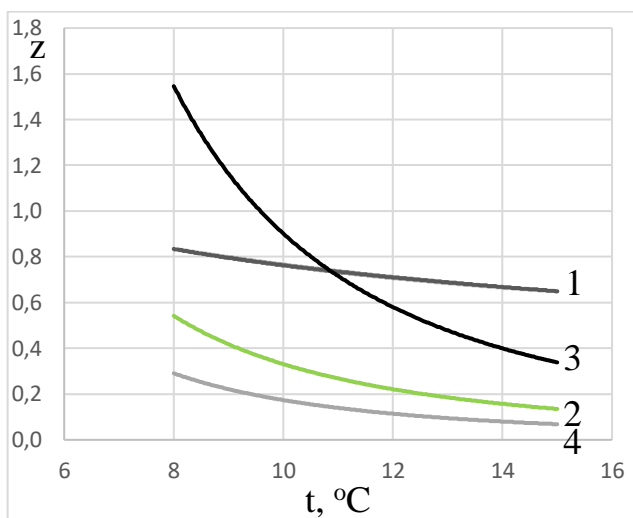


Рисунок 4 – Зависимость состава гидратов (мольные доли) от температуры ($p=56 \text{ кгс/см}^2$). 1 – метан, 2 – этан, 3 – пропан, 4 – изобутан

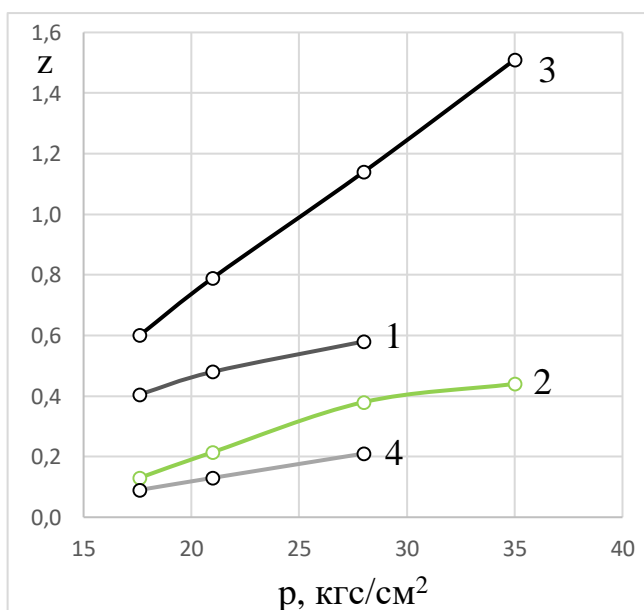


Рисунок 5 – Зависимость состава гидратов (мольные доли) от давления ($t=6^\circ\text{C}$). 1 – метан, 2 – этан, 3 – пропан, 4 – изобутан

На практике часто встречаются углеводородные газы различного состава. Исследования, проведенные в связи с этим, показывают, что состав гидратов зависит не только от термодинамических условий, но и от содержания компонентов в газовой фазе. [1]

3. Еще одним условием является влагосодержание. Процесс образования гидратов, чаще всего, протекает на границах раздела «газ – вода» при условии полного насыщения и недосыщения газа парами воды. Влагосодержание природных газов при нормальных условиях (при температуре 20°C и давлении 0,1013 МПа) можно приближенно определить и по номограмме (рисунок 6), на которой, в свою очередь, изображена равновесная кривая гидратообразования, которая ограничивает определенную область, в которой влагосодержание газов должно определяться из условия равновесия паров воды над гидратами.

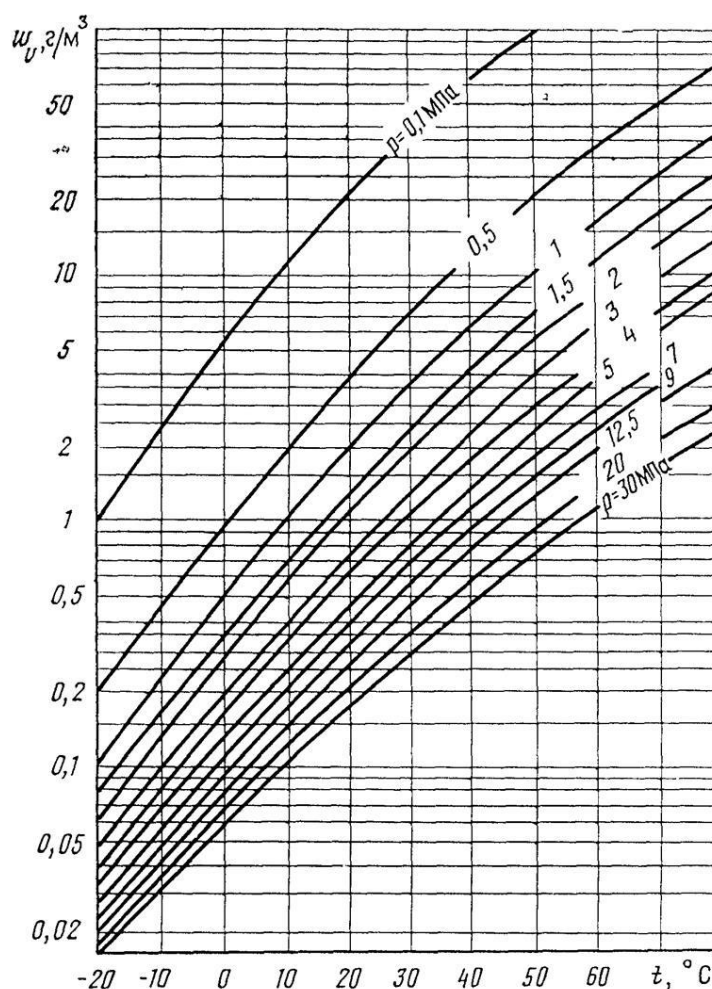


Рисунок 6 – Диаграмма влагосодержания насыщенного природного газа

По рисунку видно, что влагосодержание природного газа растёт с повышением температуры, а при повышении давления – падает. Также, влагосодержание уменьшается за счет увеличения молекулярного веса газа и увеличения минерализации воды.

Содержание влаги в газе характеризуется, в свою очередь, *абсолютной* и *относительной* влажностью. Под *абсолютной* влажностью газа W при заданных температуре и давлении понимается отношение массы водяных паров, которые содержатся в газе, к объему, приведенному к стандартным условиям этого газа, из которого удалены пары воды. *Относительная* влажность определяется как отношение паров воды, содержащихся в единице объема газа при заданных давлении и температуре к его влагоемкости, то есть к количеству водяных паров в том же объеме и при таком же значении давления и температуры, но при помощи насыщения газа парами воды.

Кроме вышеперечисленных условий существуют различные факторы, благоприятно влияющие на гидратообразование, а именно:

- Турбулентность. Возникает при высоких скоростях потока движения смеси (от $v = 1,2$ м/с), что способствует образованию гидратов на участке с характерными скоростями. При уменьшенном проходном сечении скорость движения потока значительно увеличивается, помимо этого, при прохождении через дроссель также понижается температура за счет эффекта Джоуля-Томсона.

- Центры кристаллизации. Центр кристаллизации – это точка, в которой имеются благоприятные условия для фазового превращения – твердой фазы (гидрата) из жидкой фазы (газожидкостной смеси). При появлении центров кристаллизаций на поверхности контакта газ - вода начинает происходить процесс гидратообразования. Центрами кристаллизации для образования гидратов могут быть, например, сварные швы или дефекты и арматура трубопроводов. Различные включения шлама, песка и грязи, а также и другие механические примеси в целом, также являются хорошими центрами кристаллизации.

Процедура формирования газогидратов состоит из следующих этапов:

- 1) формирование зародыша гидрата;
- 2) постепенное образование кристалла гидрата около зародыша.

Образование зародыша кристаллогидрата происходит на поверхности газ – вода. Кристаллогидрат способен образовываться в виде *поверхностно-пленочного* гидрата, т.е. появляться как в свободной плоскости контакта газ – вода, так и в виде *объемно-диффузионного* гидрата, т.е. появляться в объеме газа или объеме воды.

Рост *поверхностно-контактного* гидрата характеризуется значительной скоростью, устанавливающейся кинетическими характеристиками и скоростью отведения тепла, распределяемого при кристаллизации. Скорость *объемно-диффузионного* образования газогидрата обуславливается в первую очередь скоростью диффузии гидратообразователя к поверхности формирования кристаллогидрата. Диффузия гидратообразователя к поверхности происходит как через пленку гидрата на разделе воды и газа, так и из газового потока, который содержит пары воды, летучестью выше летучести паров воды над газогидратом.

Формирование зародыша кристаллизации газа наиболее проще совершается на свободной поверхности контакта газ – вода. Поверхность контакта газа и воды в предкристаллизационный период представляет собой структурную поверхность, состоящую из торосистого нагромождения разрозненных «кипящих» кластеров (рисунок 7).

В отдельных кластерах воды располагаются «сорбированные» молекулы растворенных газов. Число молекул газа, содержащихся в воде, максимально непосредственно у поверхности контакта газа и воды, т. е. поверхностный слой пересыщен молекулами газа. В свою очередь, газовая среда, непосредственно прилегающая к поверхности воды, пересыщена молекулами воды, вылетающими из объема воды под действием кинематической энергии и обратно притягиваемых к воде вследствие недостаточно высокой их энергии.

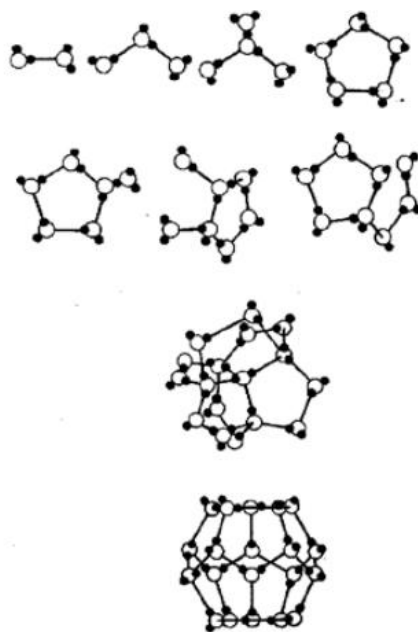


Рисунок 7 – Форма ассоциатов воды

На поверхности контакта газ – вода существует переходной слой, в котором в насыщенной состоянии присутствует вода и газ. При соответствующих термодинамических условиях именно в этом промежуточном слое происходит формирование зародышей кристаллизации, происходит фиксация положения молекул воды и газа в кристаллическое состояние. При последующем росте разницы химических потенциалов протекает процедура создания газогидрата посредством поочередной сорбции молекул воды и газа и рост слоев из элементарных кристаллических решеток. Процедура формирования газогидратной пленки на поверхности раздела газ – вода протекает до полного перекрытия свободной поверхности воды. Около зародышей кристаллизации газогидрат увеличивается в виде кольцевых пленок, покрывающих свободную поверхность раздела газ – вода.

Радиальная скорость формирования газогидратной пленки на свободной поверхности достигает сотен микрон в секунду и является постоянной для данных температуры и давления. С повышением давления, с уменьшением удельного объема газа, с повышением переохлаждения, то есть с увеличением структурирования воды, скорость формирования поверхностно-пленочного газогидрата растет. После формирования газогидратной пленки по всей свободной поверхности контакта «газ – вода» постепенно начинается

образование объемно-диффузионного гидрата, когда образователь гидрата диффундирует сквозь пленку сформировавшегося газогидрата. В первую стадию скорость объемно-диффузионного формирования достаточно велика, так как в этот период наиболее тонкая, разделяющая гидратообразователи, пленка. Кроме того, в начальный период происходит подток диффундирующего гидратообразователя из пересыщенного переходного слоя. С возрастанием толщины гидратной пленки на поверхности раздела в замкнутом сосуде скорость образования гидрата объемно-диффузионным способом имеет экспоненциально-затухающий характер.

- Свободная вода. Интенсивность гидратообразования при наличии свободной воды возрастает. Граница раздела «вода – газ» является благоприятным центром кристаллизации. Наличие свободной воды, тем не менее, не является необходимым условием для образования гидратов, это представлено на рисунке 8. Например, в равномольной смеси метана и воды при 10°C и 10 МПа присутствуют только гидратная и газовая фазы – свободная вода отсутствует.

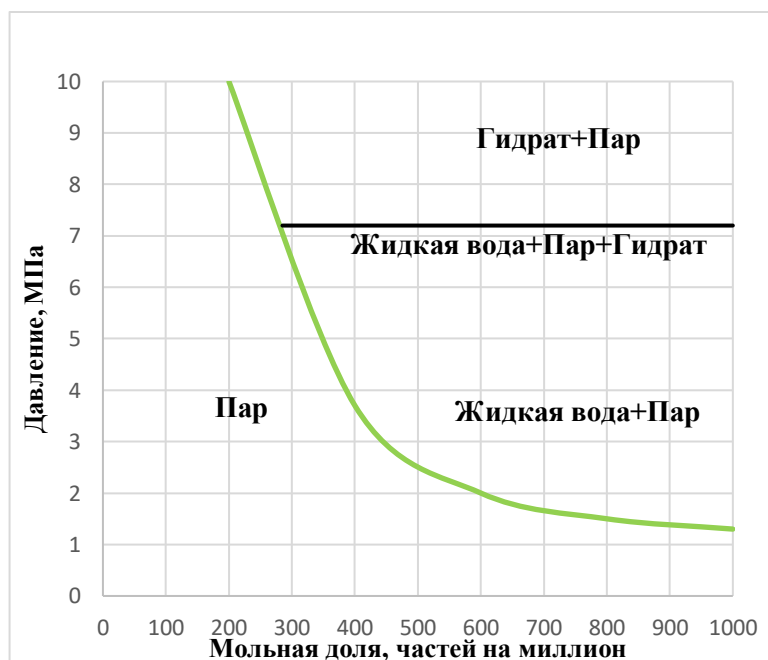


Рисунок 8 – Фазовая диаграмма давление – состав для смеси вода + метан при 10°C (условные обозначения: Г гидрат; ЖВ – жидкая вода; П – пар.)

Данные факторы, в свою очередь, способствуют увеличению интенсивности гидратообразования, однако не являются обязательными.

Определяющими факторами остаются термобарические условия, влагосодержание и наличие гидратообразующего вещества. Предупреждение гидратообразования, главным образом, осуществляется регулированием температуры. Большая протяженность промышленного трубопровода в совокупности с малыми скоростями течения потока в сочетании с низкими внешними температурами способствуют значительному охлаждению (до -10°C) насыщенного влагой газа, что в дальнейшем, как следствие, приведет к образованию гидратов. [3]

Скорости процессов образования гидрата и его разложения отличаются, так, например, при образовании гидрата сперва происходит упорядочивание и перестраивание молекул газа и воды в кристаллическую структуру, соответствующий период называется индукционным периодом, а кристаллы гидрата уже упорядочены по своей природе. Энтропия, в свою очередь, способствует преобладанию разупорядочения над упорядочением. Поэтому скорость разложения гидрата с увеличением энтропии выше скорости его образования.

1.4 Анализ участков технологических промышленных систем, подверженных интенсивному гидратообразованию

В нефтяной и газовой промышленности образование гидратов носит негативный характер. Образование техногенных гидратов в промышленных системах является довольно частым технологическим осложнением, особенно оно характерно для месторождений в районах Крайнего Севера (рисунок 9).



Рисунок 9 – Газопромысловые системы, в которых возможно техногенное гидратообразование

Гидратообразование является наиболее частым явлением на следующих технологических участках:

а) В призабойной зоне пласта. Образование гидратов на данном участке осложняет добычу углеводородов, уменьшая дебиты. Гидратообразование, в частности, в ПЗП скважин имеет место только для газовых залежей с гидратным термобарическим режимом. Следует также рассматривать вероятность «вторичного гидратообразования» при освоении реальных газовых залежей в условиях гидратообразования при разработке таких залежей на истощение.

б) В стволах газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин. Образование гидратов в стволах скважин довольно редкое явление, так как обычно в проекте разработки и обустройства месторождения рекомендуется поддержание безгидратного технологического режима эксплуатации скважин. Тем не менее, в большинстве случаев, в стволах скважин преобладает гидратный режим работы.

При работе нефтяных скважин также большую роль может сыграть наличие многолетнемерзлых пород (ММП). Влияние ММП на гидратообразование в насосно-компрессорных трубах связано с тем, что при движении от забоя происходит частичное разгазирование нефти, после чего газ, выделенный из нефти, частично насыщается влагой, вследствие чего под влиянием низких температур, обусловленных наличием многолетнемерзлых пород, происходит процесс образования гидратов в интервале залегания ММП. В затрубном пространстве, главным образом, имеют место массообменные процессы и фазовые переходы. Здесь процесс гидратообразования носит более сложный характер и зависит от расположения линии динамического уровня. Если динамический уровень ниже интервала залегания многолетнемерзлых пород, то гидратообразование происходит на стенках эксплуатационной колонны (ЭО). Если динамический уровень расположен в интервале залегания ММП и выше, то гидратообразование может происходить уже в объеме жидкости.

в) В системах внутрипромыслового сбора продукции газовой, газоконденсатной и нефтяной скважин. При благоприятных термобарических условиях гидратообразование происходит на стенках промысловых трубопроводов, вследствие чего возрастает их гидравлическое сопротивление, которое обуславливает дополнительные энергетические затраты при транспорте.

г) При транспорте природного газа при недостаточной степени его осушки. Наличие влаги, как уже отмечалось ранее, является благоприятным условием для гидратообразования. В трубопроводном транспорте отложение гидратов уменьшает эффективность работы трубопроводов. Также присутствие гидратов в потоке извлекаемого из недр флюида повышает износ сборных коллекторов, тем самым уменьшается их ресурс. [4]

Гидратообразование в промысловом трубопроводе. Одной из важнейших проблем при эксплуатации газопроводов является образование газогидратов. Отлагаясь на внутренних стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и могут привести к аварийной остановке эксплуатации газопровода. Проблема гидратообразования имеет типичный характер, особенно для промысловых трубопроводов и требует определенных затрат при предупреждении образования гидратов на участках трубопровода.

Наиболее часто проблема гидратообразования ощутима в зимний период, так как низкие внешние температуры способствуют значительному охлаждению потока газа в промысловом трубопроводе (рисунок 10).

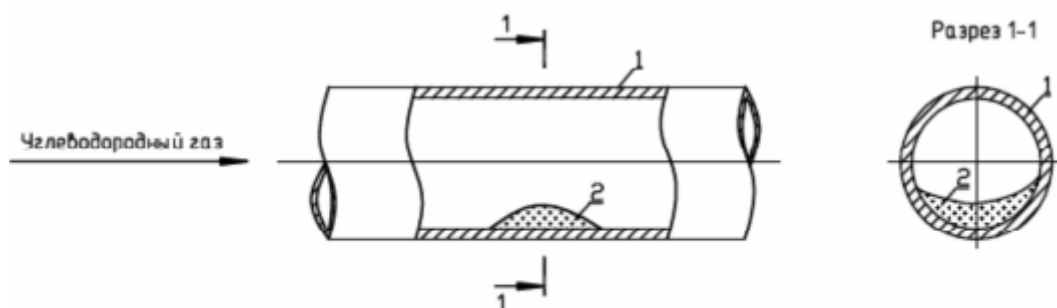


Рисунок 10 – Процесс «закупорки» трубопровода

На рисунке 11 представлен гидрат, образованный на участке промышленного трубопровода.



Рисунок 11 – Гидратные отложения в промышленном трубопроводе

Проблему гидратообразования в трубопроводах можно решить путем поддержания точки росы паров воды ниже минимальной рабочей температуры.

Первостепенно, технологическими факторами, оказывающими влияние на процесс гидратообразования, относят:

- а) неполная осушка газа;
- б) нетщательная продувка трубопровода перед пуском;
- в) отсутствие продувочных патрубков в пониженных местах трубопровода или нерегулярное удаление скапливающейся влаги.

Зону возможного образования гидратов, зная влажность, компонентный состав газа и их зависимость от температуры и давления, в промышленном трубопроводе можно определить следующим образом:

1. Определяют температуру газа t_g , давление p_g , температуру гидратообразования $t_{г.о.}$ и точку росы. На Ямбургском месторождении используется следующая зависимость температуры гидратообразования и давления, представленная на рисунке 12.

К примеру, значение точки росы газа на Ямбургском месторождении регламентировано СТО Газпром 089-2010 и определено (таблица 3).

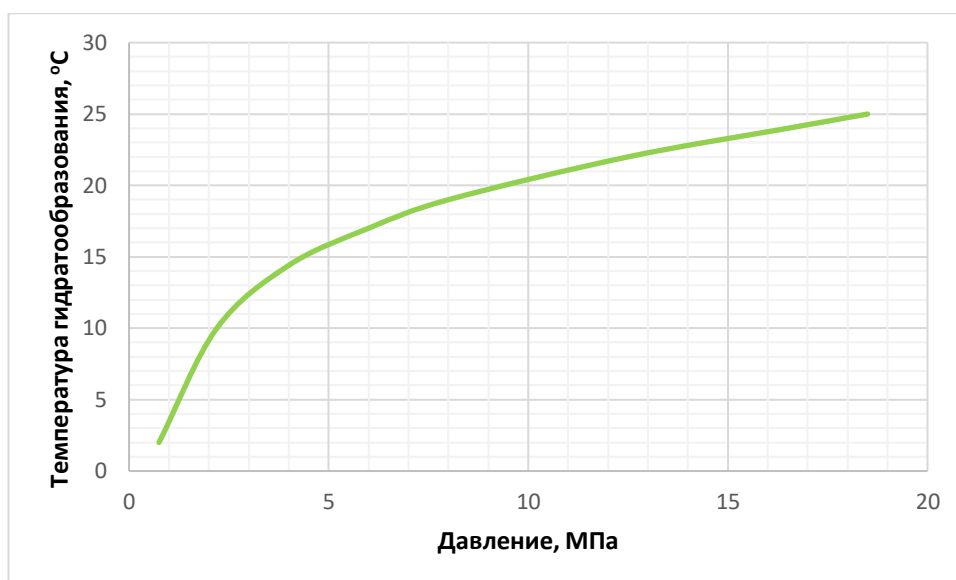


Рисунок 12 - Динамика изменения температуры гидратообразования газа
нижнемеловых залежей Ямбургского ГКМ

Таблица 3 – Температура точки росы газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам (согласно СТО Газпром 089-2010)

Точка росы газа	Микроклиматический район (Холодный)	
	Зимний период	Летний период
По воде (ТТРв) при абсолютном давлении 3,92 Мпа (40,0 кгс/см ²), °С, не выше:	-20	-14
По углеводородам (ТТРув) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 Мпа, °С, не выше:	-10	-5

Температура газа, соответствующая точке росы, может быть определена по формуле:

$$T_p = 282,84 \cdot P^{5,032 \cdot 10^{-2}} \cdot W^{5,64 \cdot 10^{-2}} \quad (1)$$

где W – влагосодержание насыщенного газа, г/м³, P – давление газа в рассматриваемом сечении газопровода, Мпа

Для определения влагосодержания насыщенного газа наиболее удобна формула Бюкачека:

$$W = (A/P + B) \cdot C_p \cdot C_s \quad (2)$$

где P – давление газа, МПа; A , B – коэффициенты, зависящие от температуры газа; C_p – поправка на плотность газа; C_s – поправка на соленость воды.

В условиях промыслового газопровода значения C_p и C_s допускается принять за единицу. Значения коэффициентов A и B могут быть представлены уравнениями:

$$A = 274,49 \cdot \left(\frac{T}{273} - 0,461 \right)^{10,35} \quad (3)$$

$$B = 4,775 \cdot \left(\frac{T}{273} - 0,461 \right)^{7,66} \quad (4)$$

где T – температура газа в рассматриваемом сечении, К;

2. Полученные значения температур наносят на график (рисунок 13).

Участок с температурой газа ниже кривой гидратообразования является зоной образования гидратов. Точка росы, обычно, определяется путем охлаждения газа до температуры конденсации водяных паров.

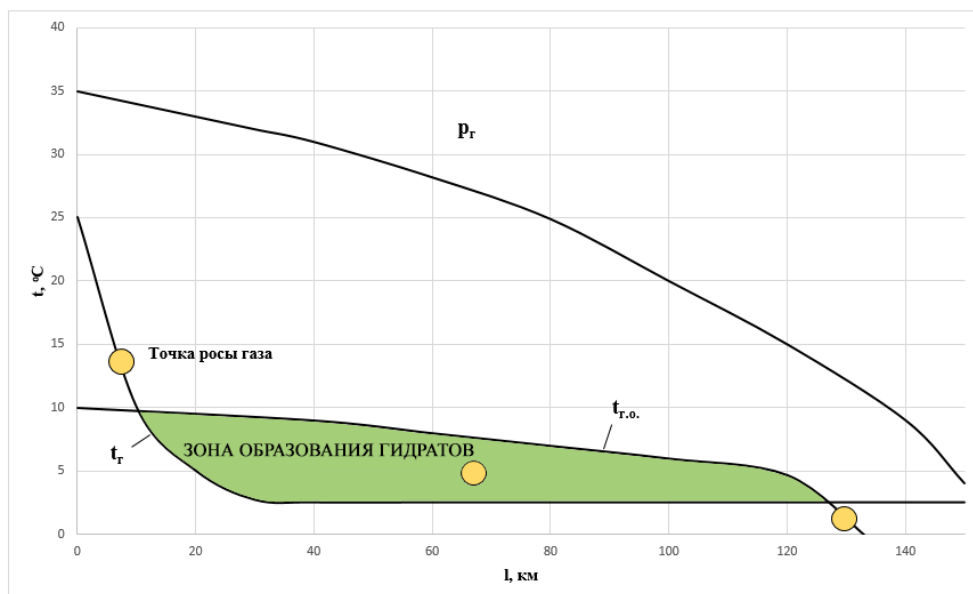


Рисунок 13 - График изменения температуры и давления и зона образования гидратов в промысловом газопроводе

Если точка росы лежит выше равновесной кривой гидратообразования – гидратообразование происходит в точке пересечения линии изменения

температуры в газопроводе с кривой равновесной температуры гидратообразования, если же точка росы лежит ниже, но выше минимума температурной кривой в газопроводе – гидраты образуются в точке росы. Если же точка росы лежит ниже равновесной кривой гидратообразования и ниже кривой изменения температуры в газопроводе – гидраты не образуются. Благоприятные термобарические условия приводят к гидратообразованию на участке промыслового трубопровода, а интенсивность роста гидрата обуславливается поступлением воды и гидратообразователя. При этом происходит выделение паров воды из газа, что снижает упругость паров воды на определенную величину и ускоряет процесс образования локальной гидратной пробки. [5]

Гидратообразование в скважине. При движении газа вверх от забоя до устья его температура понижается вплоть до значения ниже температуры гидратообразования, в результате чего начинают протекать процессы гидратообразования. Наиболее точно для каждого конкретного месторождения равновесные условия гидратообразования определяются в лабораторных или в промысловых условиях с помощью лабораторных установок.

Температура газа является определяющим фактором, так как при движении потока от забоя на поверхность в смеси присутствует капельная влага, собственно, как и газ, который является либо преобладающей частью потока (газовые и газоконденсатные месторождения) или выделяется из нефти в результате разгазирования. Помимо этого, давление в стволе скважины, чаще всего, вполне достаточно для инициирования процесса гидратообразования. Температура газа в стволе скважины зависит от следующих факторов: наличие теплообмена с горными породами, наличия участков дросселирования газа, наличия трения о стенки скважины и так далее.

Образование гидратов, в первую очередь, обуславливается только соотношением давления и температуры (рисунок 14), так как практически всегда в потоке присутствует капельная влага. С помощью графика 14 можно определить место потенциального гидратообразования в скважинах.

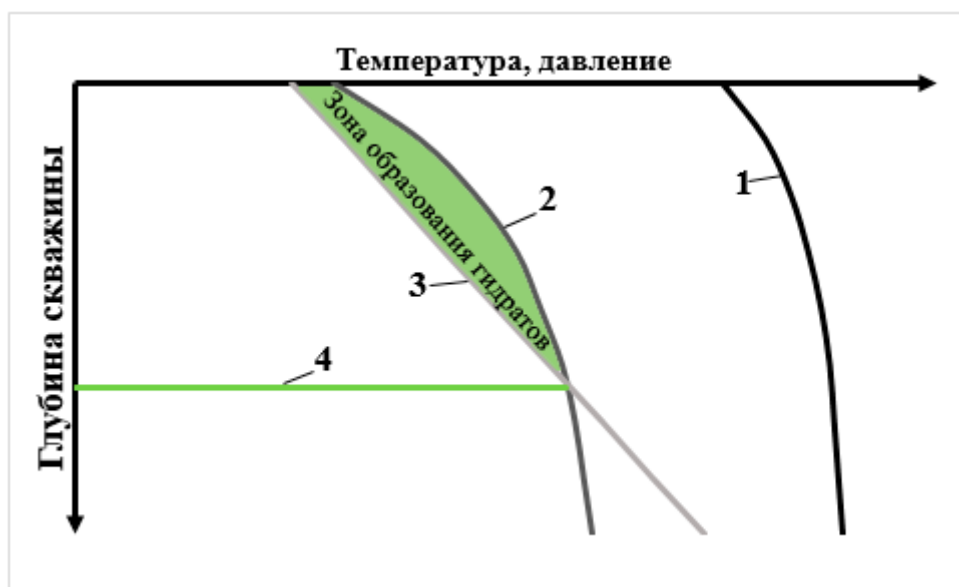


Рисунок 14 - Определение зоны возможного образования гидратов

1 - давление в скважине; 2 - равновесная температура гидратообразования; 3 - температура в скважине; 4 - глубина залегания нейтрального слоя

Отмечено, что гидратообразование происходит как при простое скважины, так и в процессе их работы. Наиболее интенсивное гидратообразование характерно для малодебитных скважин с высоким значением газового фактора. Гидратообразование, чаще всего, происходит в приустьевой зоне скважины. На большой глубине образуются более сложные гидратные пробки, так как в их состав помимо гидрата входят механические примеси и включения, нефть, парафины. [6]

2 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТАНОЛА И К ТЕХНОЛОГИЯМ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ

2.1 Современный подход к ингибированию в условиях гидратообразования

В целях предупреждения и борьбы с гидратообразованием необходимо устранить одно из основных условий начала гидратообразования: низкую температуру, высокое давление или свободную влагу. В связи с этим основными методами борьбы с гидратами являются повышение температуры, понижение давления и ввод ингибиторов гидратообразования.

При растворении в воде, которая содержится в потоке газа, ингибиторы снижают давление паров воды. При уже образовавшихся гидратных отложениях также предусматривается ввод ингибиторов, так как они также снижают давление паров воды, в результате чего нарушается равновесие «гидрат — вода», упругость паров воды над гидратом оказывается больше, чем над водным раствором, что, в свою очередь, и приводит к разложению гидратной пробки. Определяющими и основными критериями, которыми руководствуются при выборе того или иного ингибитора гидратообразования, являются: *технологическая эффективность* (способность понижать равновесную температуру гидратообразования), *температура замерзания водных растворов*, *вязкость*, *стоимость*, *взаиморастворимость с газом и конденсатом*, *летучесть паров*, а также *возможность регенерации* ингибиторов гидратообразования в промышленных условиях.

Ингибиторы гидратообразования делятся на три класса:

1. Термодинамические ингибиторы,
2. Кинетические ингибиторы,
3. Антиагломеранты.

Последние две категории известны как ингибиторы гидратообразования низкой дозировки, позволяющие использовать гораздо более низкую дозировку (обычно менее 1 % масс. активных компонентов) по сравнению с

термодинамическими ингибиторами гидратообразования. Ингибиторы гидратообразования низкой дозировки являются в настоящее время зрелой технологией, но по-прежнему требуются улучшения в их экологической приемлимости и эффективности. Они стоят дороже, чем термодинамические, однако их использование может существенно сократить операционные и капитальные расходы по сравнению с применением тех же термодинамических ингибиторов гидратообразования.

Термодинамические ингибиторы гидратообразования. Термодинамические ингибиторы гидратообразования иногда называют «гидратным антифризом». Они являются на сегодняшний день наиболее распространенным классом химических веществ, используемых для предотвращения гидратообразования. Их действие проявляется в изменении основных термодинамических свойств системы с жидкостями, направленных на сдвиг равновесия условий гидратообразования в сторону более высоких давлений и более низких температур. Термодинамические ингибиторы добавляют в очень высоких концентрациях (до 60 % мас.). Производительность термодинамических ингибиторов гидратообразования обычно выражается через изменение температуры в равновесной кривой гидратообразования при заданном давлении и концентрации ингибитора.

Кинетические ингибиторы гидратообразования. Представляют собой водорастворимые полимеры. Задерживают зародышеобразование газогидратов и, обычно, также рост кристаллов в течение периода, зависящего от переохлаждения. Полимеры кинетических ингибиторов адсорбируются на поверхности растущей частицы гидрата. Это может произойти до и после того, как частицы достигают критического размера ядра, чтобы они могли действовать в качестве ингибиторов кристаллизации и роста кристаллов.

Антиагломеранты представляют собой класс ингибиторов гидратообразования низкой дозировки. Все антиагломеранты позволяют гидратам образовываться, но не позволяют им слипаться. Трубопроводные антиагломеранты позволяют гидратам формировать транспортабельную

неслипающуюся суспензию частиц гидрата, диспергированных в жидкой углеводородной фазе, однако они не могут использоваться на газовых месторождениях, поскольку для них нужна жидкая углеводородная фаза. [7]

Метанол. Физические свойства метанола (исключительно малая вязкость растворов и низкая температура замерзания), способность предотвращать образование гидратов, а также разлагать уже образовавшиеся гидратные пробки, масштабность его производства, обуславливают повсеместное распространение и применение метанола на газовых промыслах как в северных, так и в центральных районах.

Столь широкое распространение обусловлено следующими причинами:

- преобладающей среди других ингибиторов антигидратной активностью;
- наличием достаточно простых технологических схем регенерации отработанных растворов;
- производство метанола может быть развернуто непосредственно в местах потребления – газовых промыслах;
- сравнительно малой растворимостью метанола в нестабильном конденсате.

Тем не менее, у метанола присутствует ряд недостатков:

- очень высокая токсичность;
- высокая упругость паров метанола, определяющая его крайне высокая растворимость в природном газе, обуславливают повышенный удельный расход метанола.

При уменьшении концентрации растворов метанола, температура замерзания растворов понижается, а при содержании метанола в смеси около 95 %, температура замерзания составляет приблизительно -122°C . (эвтектическая точка – таблица 4, рисунок 15). Вязкость растворов метанола, в свою очередь, всегда больше вязкости чистого метанола. В пределах от -10°C до $+60^{\circ}\text{C}$ вязкость принимает максимальные значения при содержании 30-40 % метанола в смеси (таблица 5). [8]

Таблица 4 – Значения температуры затвердевания водометанольных растворов

Концентрация метанола, % вес.	Температура затвердевания, °С		Концентрация метанола, % вес.	Температура затвердевания, °С	
	начало	конец		начало	конец
10	-7,5	-8,0	80	-102,5	-132,0
20	-18,5	-20,3	85	-115,0	-137,0
30	-31,5	-35,0	90	-128,0	-137,0
40	-40,7	-54,0	95	-121,8	-132,0
60	-72,5	-96,0	97,5	-109,0	-113,0
70	-87,0	-116,0	100	-97,8	-97,8

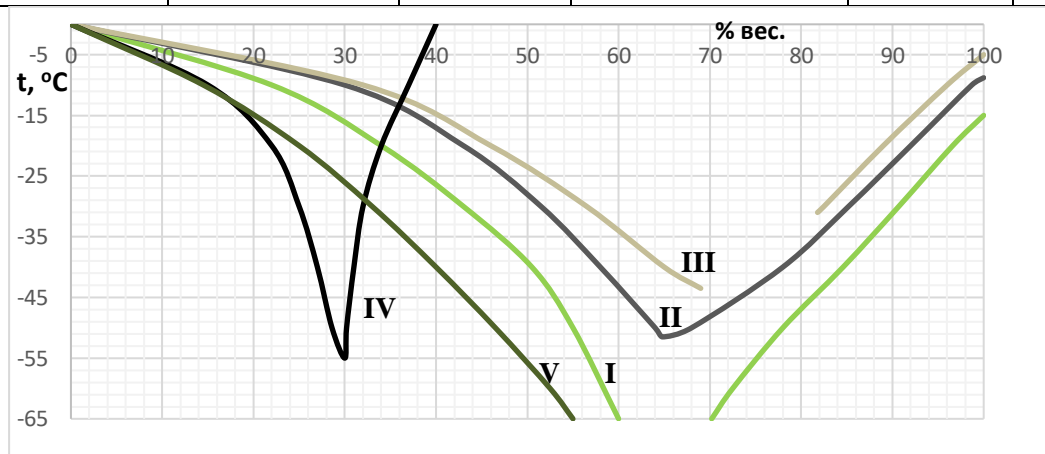


Рисунок 15 – Температура замерзания водных растворов ингибиторов гидратообразования: I – ЭГ, II – ДЭГ, III – ТЭГ, IV – CaCl₂, V – Метанол

Таблица 5 – Значения вязкости водных растворов метанола (сПз)

Температура, °С	Концентрация метанола в смеси, % вес.									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
-10	4,58	5,70	6,15	6,12	5,33	4,30	3,20	2,20	1,68	1,15
0	2,60	3,17	3,40	3,46	3,18	2,63	2,15	1,73	1,31	0,90
20	1,35	1,60	1,78	1,80	1,75	1,63	1,43	1,15	0,89	0,60
30	1,02	1,20	1,32	1,35	1,33	1,25	1,13	0,93	0,72	0,50
40	0,80	0,93	1,02	1,0	1,05	1,00	0,90	0,75	0,60	0,45
60	0,55	0,60	0,65	0,68	0,66	0,65	0,60	0,52	0,48	0,35

Гликоли. Гликоли (ЭГ, ДЭГ, ТЭГ) часто используются для осушки газа. В качестве ингибитора гидратов они достаточно широко используются на установках НТС. Гликоли имеют сравнительно высокую растворимость в воде и смешиваются с ней в любых соотношениях.

Наиболее низкие температуры замерзания рабочих водных растворов гликолей находятся в интервале концентраций от 60 до 70%, являющимися наиболее оптимальными для применения гликолей в качестве ингибиторов гидратообразования (рисунок 16).

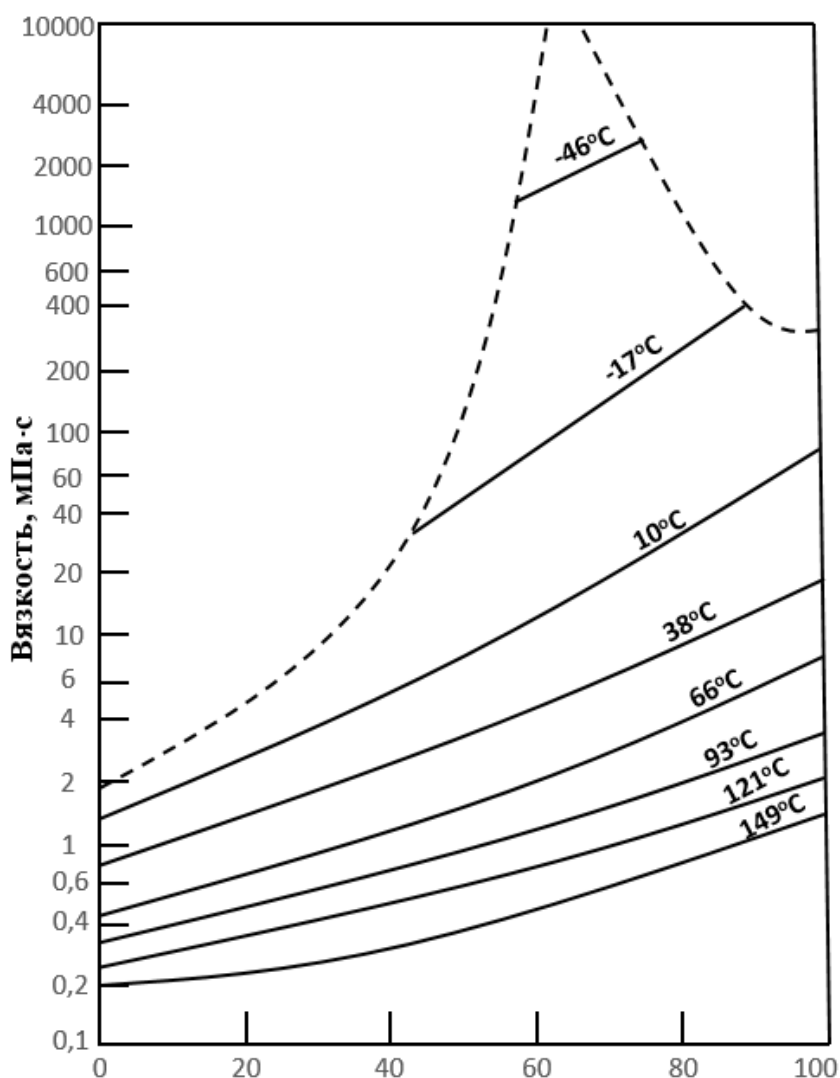


Рисунок 16 – Вязкость водных растворов ДЭГ (штриховая линия – кривая точек замерзания)

Водные растворы ЭГ рекомендуется использовать при температуре до -35°C , а при меньших температурах их вязкость значительно увеличивается, что затрудняется перекачку и подачу этиленгликоля в защищаемый участок, также

увеличиваются потери давления на установке из-за аккумуляции доли растворов гликолей ЭГ в трубопроводе.

Водные растворы ДЭГ и ТЭГ оптимально применять до температуры - 10°C, а при меньших температурах задача отделения гликолей от жидкой углеводородной фазы является крайне трудоемкой.

Тем не менее, гликоли легко улавливаются из жидкостной смеси, а их регенерация не является сложной задачей, так как гликоли являются нелетучими соединениями, ввиду малой величины упругости их паров при температуре гидратообразования (рисунок 17), из-за чего их растворимость в газе крайне мала, и они практически полностью остаются в жидкой фазе.

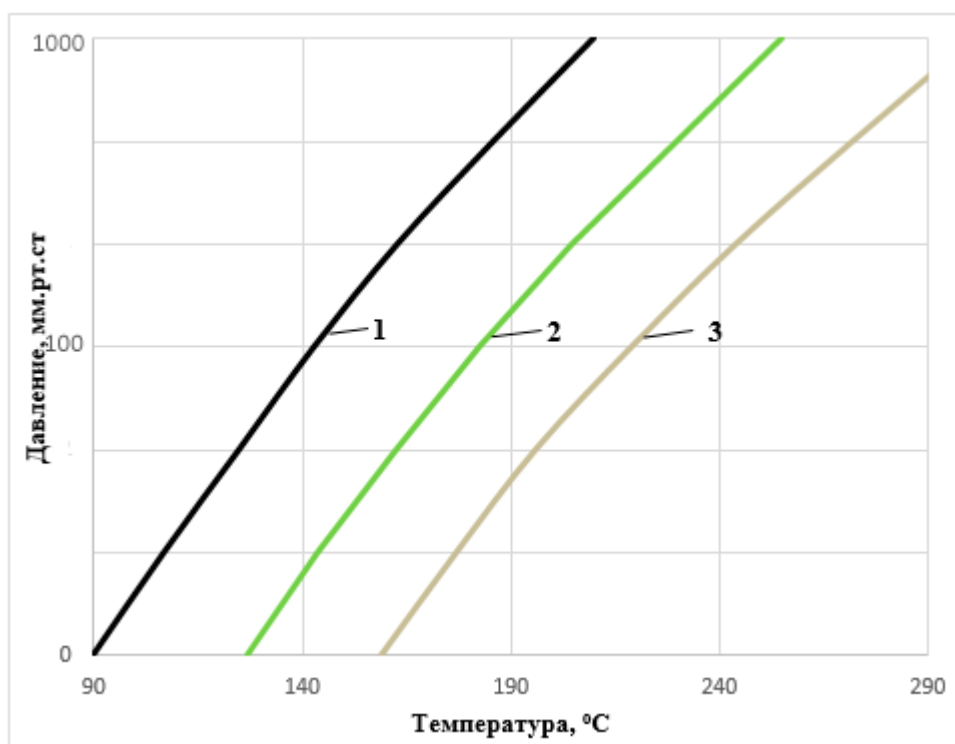


Рисунок 17 – Упругость паров гликолей. 1 – ЭГ, 2 – ДЭГ, 3 – ТЭГ

Недостатками является высокая стоимость и дефицитность, преимуществами – нетоксичность, не вызывают коррозии, возможность регенерации. Область применения гликолей ограничивается значениями отрицательных внешних температур из-за роста вязкости растворов, из-за чего высока необходимость теплоизоляции ингибиторопровода в целях предотвращения теплообмена с окружающей средой и постоянного контроля за

концентрацией растворов гликолей для обеспечения непрерывной подачи ингибитора. [8]

Хлористый кальций. Растворы хлорида кальция являются эффективным и дешевым ингибитором гидратообразования, также он может легко регенерироваться. Хлористый кальций не обладает токсичностью, по сравнению с метанолом, и он также производится в больших количествах. Основные характеристики растворов хлористого кальция приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Свойства растворов хлористого кальция

Концентрация, %	Плотность, г/см ³	Температура, °С		Концентрация, %	Плотность, г/см ³	Температура, °С	
		замерзания	кипения			замерзания	кипения
0,1	1,0	0,0	-	27,5	1,26	-36,8	108,8
5,9	1,05	-3,0	-	28,4	1,27	-43,6	109,4
11,5	1,10	-7,1	102,3	29,4	1,28	-50,1	110,0
16,8	1,15	-12,7	103,8	30,0	1,286	-55,0	110,3
21,9	1,20	-21,2	105,8	35,0	1,336	-20,0	114,4
26,6	1,25	-34,6	108,3	40,0	1,386	0	119,1

Недостатками хлорида кальция являются: малые предельные рабочие концентрации растворов (30-32 %), необходимость постоянного контроля за концентрацией растворов, а также необходимость проведения мероприятий по предотвращению коррозионной активности растворов хлорида кальция.

Растворы хлорида кальция, в первую очередь, следует применять при ликвидации сплошных гидратных пробок методом горячей промывки, для предупреждения образования гидратов при исследованиях разведочных скважин, а также при использовании в смесях с метанолом в качестве комбинированного ингибитора для существенного снижения стоимости ингибиторов без снижения его эффективности. Растворы электролитов вполне могут использоваться на небольших месторождениях, преимущественно в районах средней и южной полосы России и в странах СНГ. [8]

Технологическая эффективность различных ингибиторов. Снижение равновесной температуры гидратообразования Δt (разность между температурой гидратообразования и температурой газа в защищаемой точке) является определяющим критерием при выборе ингибитора гидратообразования, обуславливающего его эффективность. Для метанола и гликолей величину Δt определяют:

$$\Delta t = \frac{K \cdot c_2}{M(100 - c_2)} c_2 \quad (5)$$

где Δt – снижение равновесной температуры гидратообразования, °С; К – константа, определяемая экспериментально; c_2 – массовая концентрация отработанного ингибитора, %; М – его молекулярный вес (таблица 7).

Таблица 7 – Значения К и М для различных ингибиторов

Константа	Метанол	Этиленгликоль	Диэтиленгликоль
К	1295	1220	2430
М	32	62	106

Значения Δt в зависимости от концентрации отработанного ингибитора для различных веществ приводятся на рисунке 18.

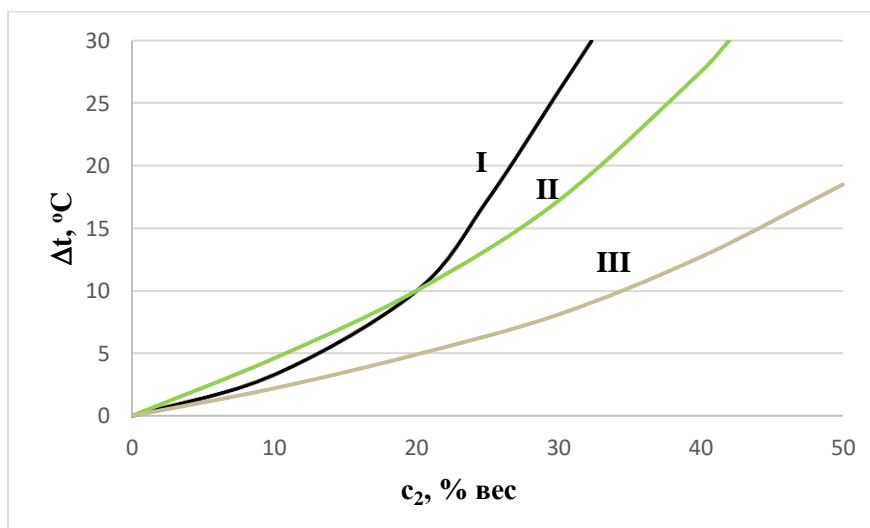


Рисунок 18 - Понижение температуры гидратообразования различными ингибиторами в зависимости от концентрации: I – хлористый кальций, II – метанол, III - этиленгликоль

Например, 20 % масс. раствор метанола в воде понижает равновесную температуру гидратов приблизительно на 10°С, в то время как необходимо 35 %

масс. этиленгликоля для подавления той же температуры. Анализ кривых понижения температуры гидратообразования свидетельствует о преобладающей эффективности растворов хлористого кальция и метанола.

Гликоли, по сравнению с метанолом и хлоридом кальция, снижают температуру хуже, что вызывает необходимость поддержания более высоких рабочих концентраций, что также видно по рисунку 18. Этиленгликоль и диэтиленгликоль практически одинаково понижают температуру гидратообразования, поэтому при выборе того или иного гликоля следует руководствоваться другими факторы, например, потерями при регенерации растворов ингибиторов.

С точки зрения доставки ингибитора к месту ввода в условиях низких температур наибольшее преимущество имеют растворы метанола, обладающие малой вязкостью вплоть до температуры их замерзания (-97°C).

Растворы гликолей же, в свою очередь, имеют сравнительно более высокие температуры замерзания и высокую вязкость при низких значениях температуры, что обуславливает область применения гликолей в северных районах.

Применение растворов хлористого кальция в районах Крайнего Севера также не всегда является возможным, они замерзают при температуре -55°C , а при отклонении от 30%-ной концентрации раствора замерзают при более высоких значениях температуры. Использование хлорида кальция в качестве ингибитора гидратообразования, в основном, осуществляется в умеренной полосе и южных районах.

В большинстве случаев, растворы гликолей, хлорида кальция и метанола удовлетворяют требованиям технологии их применения. При выборе ингибитора, в таком случае, определяющим фактором является экономическая эффективность их применения.

Методы расчета необходимого количества ингибитора гидратообразования основаны на уравнении материального баланса расхода ингибитора и количестве свободной воды в потоке газа, которое необходимо

перевести в жидкую фазу. Проводят расчет удельного расхода ингибитора для понижения точки росы путем нейтрализации воды из потока (поглощение водяных паров и перевод их в раствор, не образующий гидраты при более низких температурах) в целях предупреждения гидратообразования на участке трубопровода.

Для нелетучих ингибиторов удельный расход определяется из соотношения 6:

$$q_n = \frac{(W_1 - W_2)c_2}{c_1 - c_2} \quad (6)$$

где q_n – расход нелетучего ингибитора, кг/1000 м³ газа; c_1 – весовая концентрация свежего ингибитора, %; c_2 – весовая концентрация отработанного ингибитора, %; W_1 – влагосодержание газа до ввода ингибитора, кг/1000 м³ газа; W_2 – влагосодержание газа в защищаемой точке, кг/1000 м³.

Концентрация c_2 определяется в зависимости от степени необходимого понижения температуры Δt (рисунок 18).

Для летучих ингибиторов удельный расход складывается из количества метанола, необходимого для насыщения необходимого для насыщения газовой фазы $q_{\text{газ}}$ и насыщения жидкой свободной воды $q_{\text{ж}}$:

$$q_l = \frac{(W_1 - W_2)c_2}{c_1 - c_2} + 0,001c_2 a \quad (7)$$

Данное уравнение справедливо только для расчета минимального необходимого количества метанола только для газовых месторождений. В этом уравнении a является отношением содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкой фазе. Значение данного коэффициента, в зависимости от давления и температуры, численно можно определить по рисунку 19.

На рисунке 20 показана растворимость метанола в конденсате и конденсата в метаноле в зависимости от содержания ароматических углеводородов в конденсате и концентрации водометанольного раствора. При увеличении концентрации метанола в воде с 50 до 100 % вес. его растворимость в конденсате увеличивается в 3-4 раза.

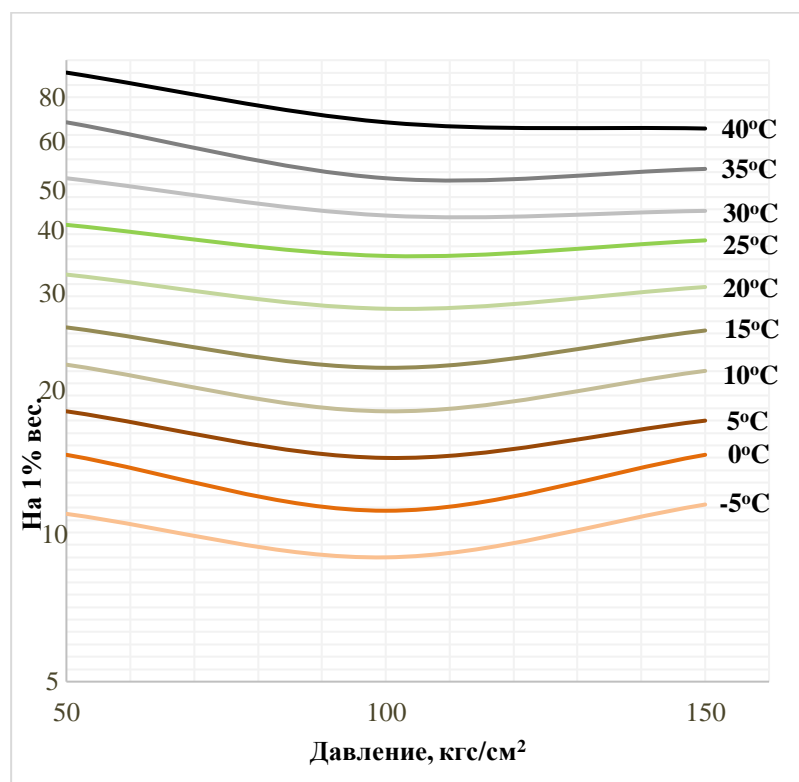


Рисунок 19 – Изменение количества растворенного метанола в сухих газах в мг/м³ на 1% вес. метанола в водном растворе

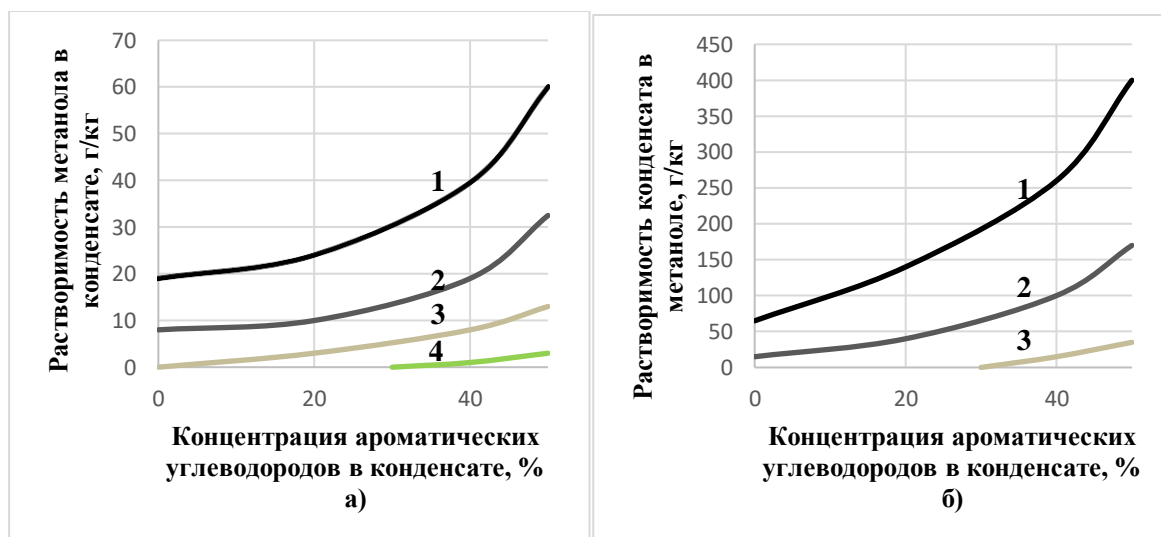


Рисунок 20 – Растворимость метанола в конденсате (а) и конденсата в метаноле (б): 1 – 100; 2 – 70; 3 – 50; 4 – 20% вес. CH_3OH

Изменение температуры контакта влияет на взаимную растворимость метанола и конденсата меньше, чем концентрация метанола в воде или содержание ароматики в конденсате. Можно воспользоваться эмпирической зависимостью растворимости метанола в углеводородном конденсате, не

содержащем серу и сероорганические соединения, полученной Ф.А. Дашдамировым:

$$q = (1 \cdot 10^{-5} A^2 + 5 \cdot 10^{-3})(2 \cdot 10^{-4} C^2 + 1 \cdot 26 \cdot 10^{-2} C + 28,4) + 4,1 \cdot 10^{-5} C \quad (9)$$

где q – величина растворимости метанола в конденсате г/кг; A – процентное содержание ароматики в конденсате, в пределах 0-60 % об.; C – концентрация водометанольного раствора г/л; t – температура контакта углеводородного конденсата и раствора метанола, °С.

Содержание метанола, в свою очередь, в газе зависит не только от давления и температуры, но также и от состава самого газа. Для газоконденсатных месторождений для газов более тяжелых, чем метан, содержание метанола в газовой фазе ($q_{\text{газ}}$) определяется по графику на рисунке 21.

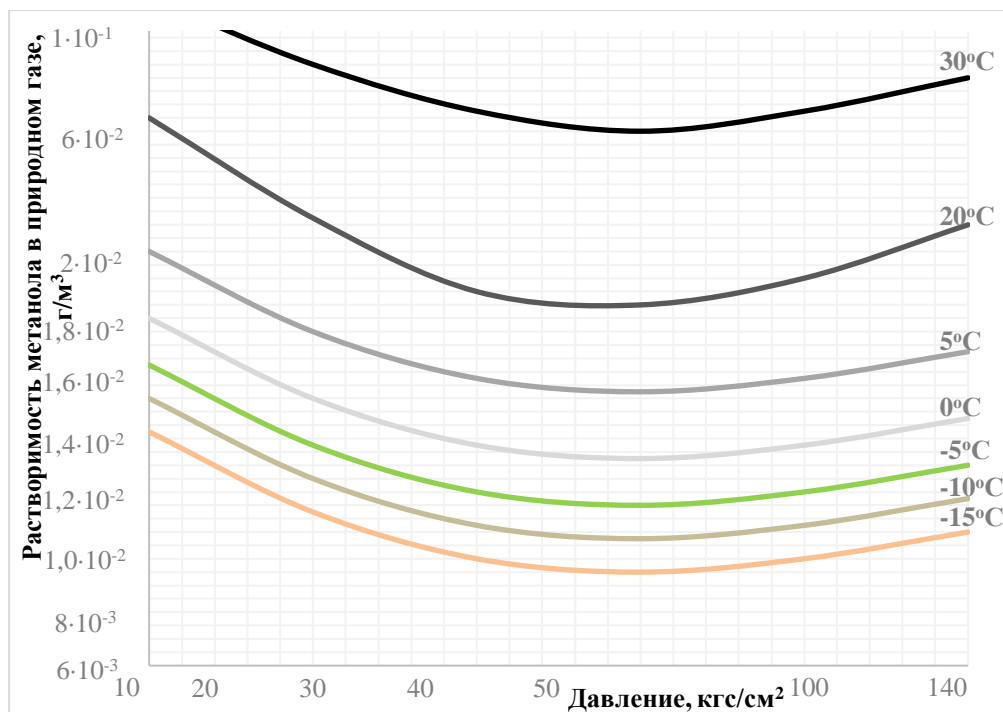


Рисунок 21 – Изменение количества растворенного метанола в газах газоконденсатных месторождений на 1% вес. метанола в водном растворе

Понижение температуры гидратообразования и расход ингибитора гидратообразования (из расчета на 1 кг выделившейся из газа влаги) можно определить с помощью рисунка 22. Например, если потребуется понизить температуру гидратообразования на 30°C с помощью ЭГ, то на 1 кг воды, выделившейся из газа, необходимо ввести 1,2 кг гликоля. Зная количество выделившейся в течение суток влаги, можно рассчитать расход ингибитора

гидратообразования. Для определения количества метанола, которое требуется для предупреждения гидратообразования в сжиженных газах, можно использовать номограмму, представленную на рисунке 23.

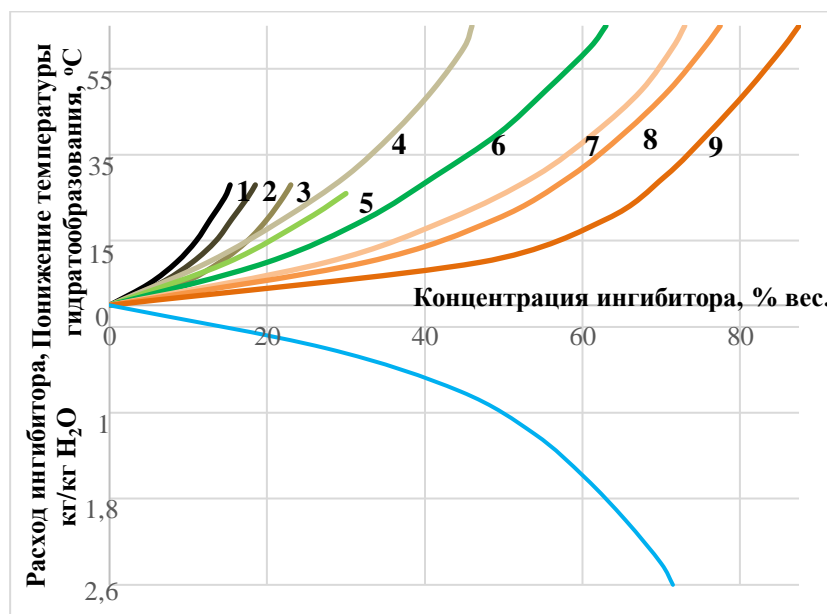


Рисунок 22 – Номограмма для определения понижения температуры гидратообразования природных газов различными антигидратными ингибиторами и их расхода. 1 – LiCl; 2 – MgCl₂; 3 – NaCl; 4 – NH₄OH; 5 – CaCl₂; 6 – CH₃OH; 7 – ЭГ; 8 – ДЭГ; 9 – ТЭГ

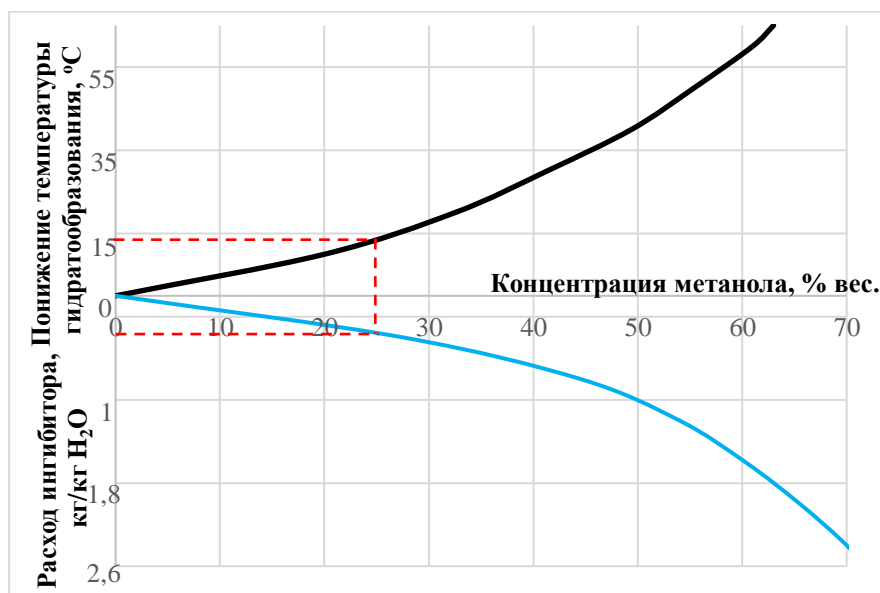


Рисунок 23 – Номограмма для определения норма расхода метанола, необходимого для предупреждения гидратообразования сжиженных углеводородных газов

При определении количества метанола, требуемого для предупреждения гидратообразования в природных и сжиженных газах, необходимо к количеству его, найденному по рисунку 22 и 23, прибавить количество метанола, переходящего в газовую фазу (рисунок 24). Количество метанола в газовой фазе значительно превышает содержание его в жидкой фазе. [8]

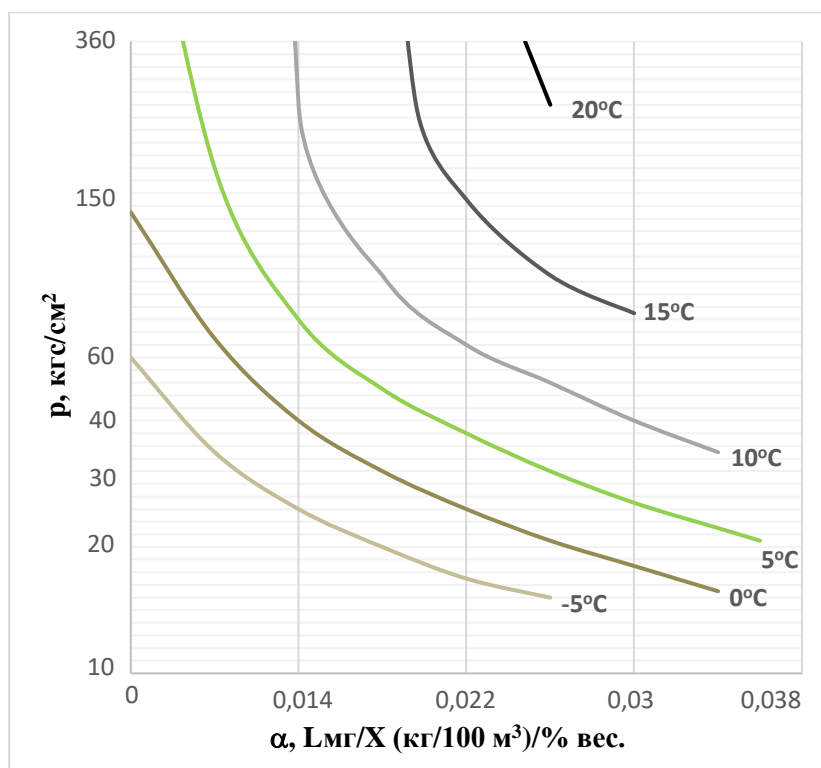


Рисунок 24 – Зависимость отношения содержания метанола в газе к весовому проценту его в воде от давления и температуры в точке образования гидратов

В мире активно исследуется применение кинетических ингибиторов гидратообразования ввиду их низких дозировок и сравнительно высокой эффективности. В качестве фазы для образования зародыша были используются низкомолекулярные полимеры, например, поливинилкапролактан (PVCap). Молекулы полимеров связывают воду с образованием гелеподобных полимерных микрокристаллов, в результате чего уменьшается содержание «чистой» воды, и, как следствие, уменьшается скорость образования гидратов. Образующие клатратные молекулы гидрата находятся в структурированном состоянии, то есть образование крупных кристаллов гидратов является затрудненным. В конечном итоге, для регулирования скорости гидратообразования следует подбирать полимерные молекулы, которые близки

по кристаллической структуре к образуемому газогидрату и которые связывают определённое количество «чистой» воды.

На рисунке 25 представлен результат эксперимента с низкомолекулярным циклическим полимером (PVCap) и полиэлектролитом, частично гидролизованным полиакриламидом (рисунк 25). [9]

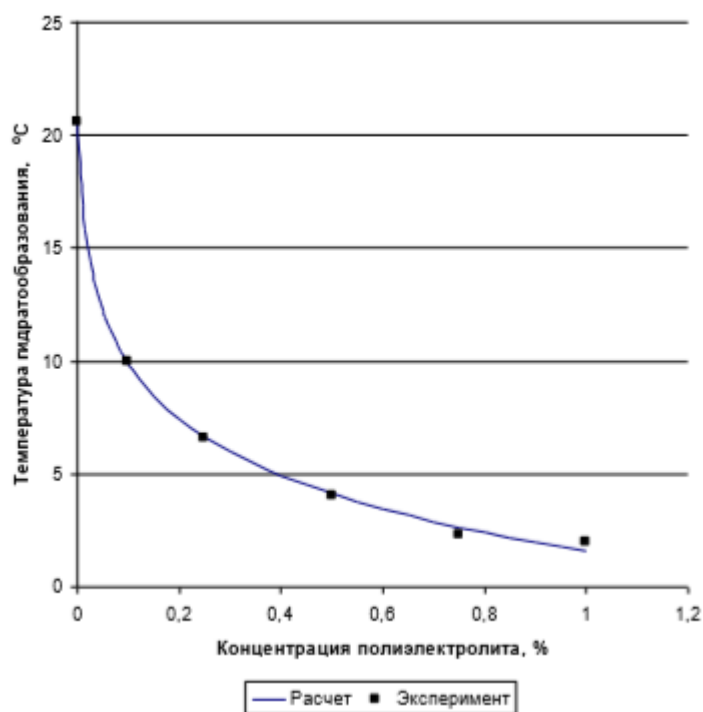


Рисунок 25 – Влияние концентрации полиэлектролита на температуру образования гидрата газа

Технологические особенности подачи ингибитора

В настоящее время на газовых и газоконденсатных промыслах применяются, в основном, три схемы ввода ингибиторов гидратообразования в поток газа: *безнасосная*, *насосная с индивидуальной* подачей (установки на устьях скважин) и *централизованная насосная* схема.

При **индивидуальном** вводе самотеком количество подаваемого ингибитора гидратообразования зависит от сечения проходного отверстия калиброванного дросселя. В таких установках не предусматривается обеспечение непрерывного ввода ингибитора гидратообразования, контроль и регулировка его количества. Они не надежны в работе из-за возможного засорения и требуют ежедневного обслуживания. На газовых и

газоконденсатных месторождениях, преимущественно в районах Крайнего Севера, установки индивидуальной схемы подачи ингибитора самотеком неприменимы, т.к. в связи с суровостью климата, отсутствием дорог и заболоченностью доступ к скважинам большую часть года ограничен. Так же в холодное время года, подача ингибитора осуществляется не только в скважины, но и в шлейфы, так как низкие температуры в зимний период значительно осложняют транспорт продукции, ввиду чего при индивидуальной схеме подачи ингибитора в скважину и в шлейфы потребовалось бы крайне большое количество ингибитора вблизи скважин. [8]

При *индивидуальной* схеме используется установленный на устье бачок с ингибитором с регулируемым вентилем или автомат с непрерывной и периодической подачи ингибитора. Подача ингибитора в скважину осуществляется через затрубное пространство. При спуске колонны НКТ ингибитор стекает по стенкам межтрубного пространства к забою скважины, где затем подхватывается потоком газа со скоростью от 2 до 10 м/с и в смеси с газом движется вверх по колонне НКТ. При использовании комплекса подземного оборудования ингибитор гидратообразования накапливается над пакером и затем через ингибиторный клапан (с дозировочными отверстиями) подается в поток газа.

Наиболее значимым преимуществом индивидуальной подачи ингибитора является возможность дозировки ингибитора для каждой конкретной скважины, что позволяет сократить затраты, связанные с расходом ингибитора.

Недостатками данной системы подачи является следующий ряд факторов: при индивидуальной подаче необходимо вести учет и контроль за расходом ингибитора, своевременно заполнять ингибиторные бачки, контролировать параметры работы скважины. При появлении признаков процесса гидратообразования в скважине, необходимо увеличить подачу ингибитора в скважину. При нарушении процесса подачи ингибитора гидратообразования необходимо выяснить и устранить причину сокращения его подачи. Также одним из основных недостатков индивидуальной подачи является потребность в

электроэнергии. Помимо этого, требуется большое количество обслуживающего персонала, в задачи которого входит заполнение ингибиторных бачков и обслуживание и поверка установки насосов.

На практике, при использовании индивидуальной схемы подачи надежность запорной арматуры и насосов является недостаточно высокой, предохранительные клапаны, сальниковые устройства, вентили часто выходят из строя. На рисунке 26 представлена схема индивидуальной подачи ингибитора.

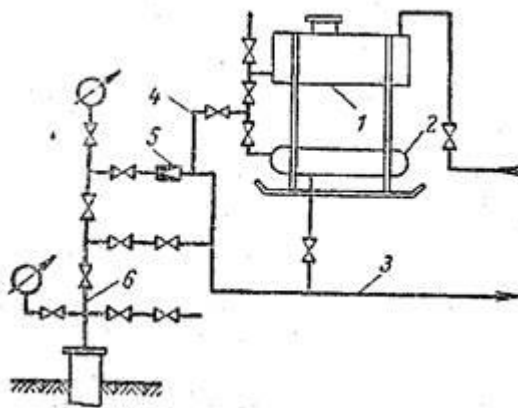


Рисунок 26 – Установка для индивидуального ввода метанола в выкидную линию скважины. 1 – емкость для метанола; 2 – метанольница; 3 – выкидной трубопровод; 4 – уравнильная трубка; 5 – штуцер; 6 – устье скважины

Метанол из резервной емкости 1 периодически подается в метанольный бачок, откуда самотеком поступает в газопровод. В метанольном бачке 2 давление поддерживается, равным давлению в газопроводе через уравнильную трубку 4.

Централизованная подача ингибиторов осуществляется системами, размещенными на установке комплексной подготовке газа (УКПГ). Ингибитор с помощью насосов через блок дозирования подается к скважинам по ингибиторопроводам. Ингибиторопроводы прокладываются параллельно шлейфам. Подача метанола на устья скважин предусмотрена при выводе на режим скважин и шлейфов и при понижении температуры воздуха для предотвращения гидратообразования.

При использовании централизованной схемы подачи ингибитора гидратообразования, оператор обслуживает автоматизированную систему подачи ингибитора в технологические участки, ведет контроль давления в ингибиторопроводах. Так, например, засорение ингибиторопровода или дозирующего дросселя приводит к повышению давления, что свидетельствует о прекращении подачи ингибитора гидратообразования, а падение свидетельствует о наличии отсутствия герметичности соединений или же об утечке ингибитора в ингибиторопроводе. Схема централизованного ввода ингибитора, состоящая из емкости Е1, фильтра Ф и насосной установки Н.У. представлена на рисунке 27.

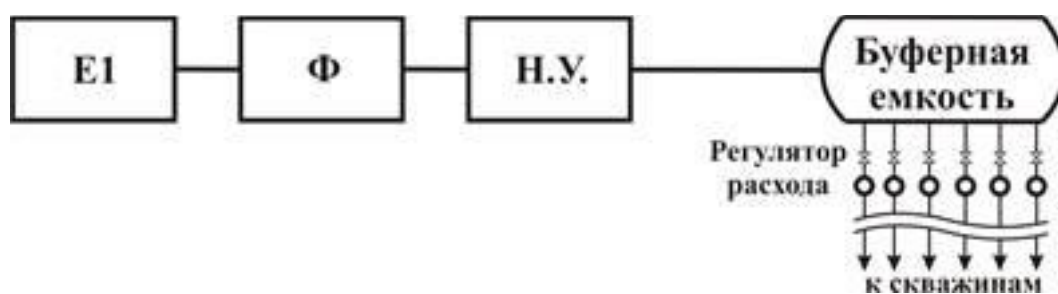


Рисунок 27 – Схема централизованной подачи ингибитора гидратообразования в скважину

Иногда на практике ввод ингибиторов в трубопровод производится в начальные участки газопроводов или непосредственно в зону образования гидратов независимо от того, происходит выделение влаги из газа на данном участке газопровода или нет. Это приводит к перерасходу антигидратных ингибиторов.

Стоит отметить, что подача ингибиторов в трубопровод через распылители, которые обеспечивают большую поверхность контакта ингибитора с газом, в области положительных температур, оправдана только для ингибиторов, имеющих большие вязкости, например, гликолей. При вводе метанола и других ингибиторов это привело бы к дополнительным расходам, так как они и без распыления создают поверхность контакта с газом. Максимальный эффект достигается при постоянном поступлении ингибиторов (независимо от схемы ввода) с помощью форсунок (в распылённом состоянии). [1]

На практике, подача метанола, чаще всего, производится с расходом около 0,15-1,5 м³/сут. Скорость впрыскивания составляет около трех капель в секунду. Впрыскивание ингибитора часто производится под высоким давлением (более 7,0 МПа). Высокие давления в совокупности с малым расходом обуславливают характеристики применяемого насоса, чаще всего, для таких целей применяются плунжерные или диафрагменные насосы.

Централизованная схема подачи ингибитора гидратообразования так же применяется на отечественных промыслах, однако стоит выделить наиболее значимый недостаток такой схемы: суммарная подача ингибитора по всем точкам ввода с помощью электронасосов не предусматривает подачу ингибитора в конкретную защищаемую точку, в которой активно протекает процесс гидратообразования или же присутствует уже образовавшаяся газогидратная пробка. Подача осуществляется в общий ингибиторопровод с последующим распределением ингибитора гидратообразования к установленным точкам ввода, причем он подается в коллектор даже при отсутствии условий гидратообразования, и только на кусты добывающих скважин, что, как следствие, приводит к перерасходу ингибитора гидратообразования. [10]

2.2 Способы и методы предотвращения гидратообразования

Наиболее распространенные методы предотвращения образования гидратов в нефтепромысловом оборудовании представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Методы предотвращения гидратообразования

№ п/п	Наименование	Методы
1.	Физические методы	- тепловые; - механические; - воздействие физическими полями.
2.	Технологические методы	- поддержание безгидратных режимов эксплуатации.
3.	Химические методы	- применение ингибиторов гидратообразования.

Физические способы борьбы с гидратообразованием заключаются в механическом удалении гидратов, с помощью нагрева определенного участка или же путем скребкования.

Технологические методы, в свою очередь, заключаются в осуществлении контроля технологического процесса, направленного на предотвращение условий, благоприятных для начала образования гидратов. Однако, применение такого метода, в некоторых случаях представляется невозможным, например, при освоении и вызове притока.

Физические и технологические методы борьбы с гидратообразованием не нашли большого применения на практике, в отличие от химического метода.

Наиболее распространенные способы предупреждения образования гидратов в промысловом трубопроводе:

а) Поддержание температуры потока газа выше температуры гидратообразования с помощью подогревателей. Нагрев природного, попутного газа и газов, не содержащих агрессивные примеси, необходим перед дросселированием на промысловых газопроводах, компрессорных станциях и газораспределительных станциях. Довольно часто метод смешения, заключающийся в том, часть газа нагревается до высоких температур, после чего поступает в коллектор и смешивается с холодным, в результате чего смесь приобретает необходимую для предотвращения гидратообразования температуру.

Подогрев газа довольно трудоемок в реализации. Подогревать газ можно огнем способом либо путем теплообмена с паром, горячей водой, а также с самим газом. Подогрев с помощью огневого метода используется крайне редко, так как его применение, чаще всего, сопровождается порчей изоляции трубопроводов, аппаратуры и арматуры, также он несет в себе потенциальную опасность пожаров. Чаще всего, газ подогревается паром или горячей водой в теплообменниках.

Технология смешения (рисунок 28) работает следующим образом: поступающий газ на ГРС, КС регулирующими клапанами делится на два потока,

один из которых направляется в подогреватели газа 2, где происходит его нагрев, а остальной поток холодного газа, после узла переключения 1, смешивается в смесителях 3, либо непосредственно в газопроводе с горячим газом, поступающим после нагрева в подогревателях. Смесь газа направляется для снижения давления в узел редуцирования 4. [11]

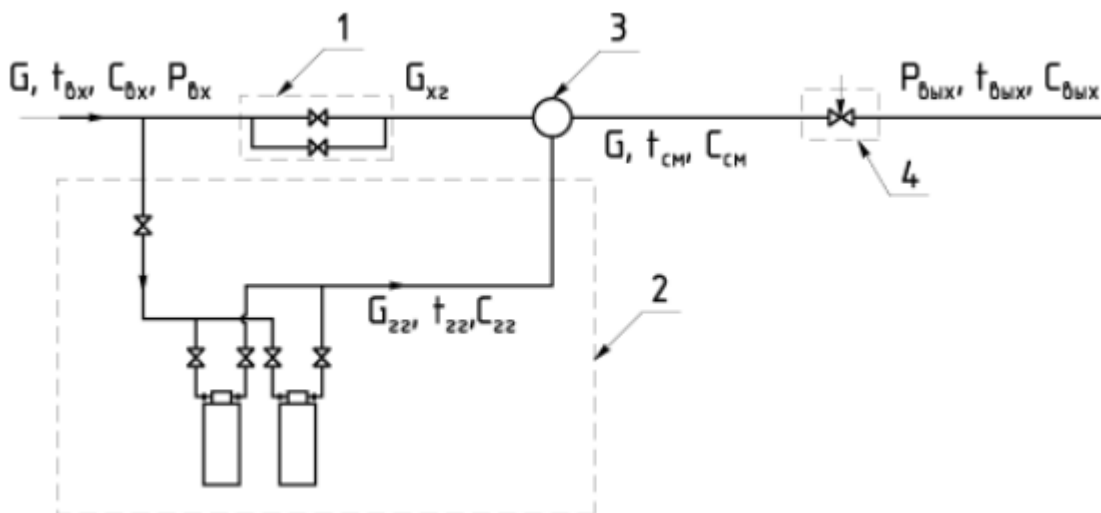


Рисунок 28 - Принципиальная схема технологии смешения

б) Теплоизоляции трубопроводов. Теплоизоляция не только уменьшает потерю тепла, но и увеличивает качество эксплуатации трубопровода. Трубная изоляция, значительно снижающая теплообмен с вечномерзлым грунтом, также позволяет осуществлять заглубленную или траншейную прокладку трубопровода вместо надземной. Требования, предъявляемые к теплоизоляционным материалам для газовых трубопроводов:

- материал должен отличаться водонепроницаемостью;
- быть диэлектрически максимально безопасным;
- быть химически устойчивым в грунтах;
- иметь механическую прочность и эластичность;
- изолятор должен одинаково ровно ложиться по всей площади трубы;
- материал должен иметь защиту от разрушающего УФ-излучения.

Утепление пенополиуретаном. За счет своих выдающихся теплотехнических характеристик, утеплители на основе пенополиуретана широко востребованы. Такие изоляторы используют у нас и за рубежом для

монтажа на теплотрассах, а также нефте- и газовых магистралях. В списке достоинств этого теплоизолятора:

- очень низкий коэффициент теплопроводности;
- отличные показатели влагостойкости;
- высокая механическая прочность;
- отличная адгезия, что облегчает и упрощает монтаж изоляции на

трубы. [12]

в) Подбор режима эксплуатации, который обеспечивает наивысшую температуру потока газа. Режим эксплуатации может быть подобран с помощью:

– технологических методов: осушка газа; уменьшение плотности газа извлечением из него тяжелых углеводородов, которое сопровождается снижением температуры и повышением давления, определяющих благоприятные термобарические условия для начала процесса гидратообразования;

– химических методов: нейтрализацией воды, выпадающей из потока газа в жидком виде, с помощью введения ингибиторов различного типа; добавки ПАВ, которые образуют на стенках трубопровода тонкий слой, препятствующий образованию гидратов.

г) Понижение температуры точки росы газа до значения, ниже равновесной кривой гидратообразования и кривой изменения температуры в газопроводе:

– уменьшением давления при транспорте газа (при этом наряду с понижением температур точек росы снижается также температура начала образования гидратов). Уменьшение давления при транспорте газа обычно используется только для ликвидации гидратных пробок, но не как средство предупреждения образования гидратов, потому что это связано с одновременным уменьшением пропускной способности газопровода.

Стоит отметить, что снижение давления путем стравливания дает результаты только при попытке ликвидации пробки, которая образовалась при положительной температуре, в ином случае данный способ не дает результатов.

Давление стравливают через продувочные свечи на отключенном участке трубопровода с двух сторон относительно гидратной пробки. При постепенном стравливании давления необходимо контролировать давление с помощью установленных на обводках кранов манометров, и не допускать его перепада. Если же стравливать давление только с одной стороны относительно образовавшейся гидратной пробки, высока вероятность гидравлического удара вследствие сдвига пробки, который может привести к повреждению крана.

– нейтрализацией воды, выпадающей в жидком виде. Ингибиторы, введенные в поток природного газа, частично поглощают водяные пары и переводят их в раствор, не образующий гидратов или же образующий их при более низких температурах.

– очисткой газа от паров воды – газоосушка.

В конечном итоге, тот или иной способ предупреждения гидратообразования в промышленном трубопроводе, а также их комплексное применение, выбирается из экономической целесообразности (затраты на реализацию, эксплуатацию) и с точки зрения технологической целесообразности (необходимость, возможность и эффективность применения выбранной технологии). [13]

2.3 Метанольное хозяйство

Метанол на газовых, газоконденсатных и нефтяных промыслах применяется в качестве ингибитора гидратообразования. Технологическое применение метанола и безопасность при работе с ним обуславливают требования к безопасности при его работе, хранению и другим организационным мероприятиям.

Хранение и транспортировка. Метанол должен храниться в герметичных и исправных емкостях. Все устройства для слива и люки должны оснащаться герметичными крышками для предотвращения просачивания паров метанола, а также должны пломбироваться. Предусматривается обваловка емкостей с ингибитором. Сам же склад метанола, в котором находятся емкости

с ингибитором, должен быть оборудован раздаточными и приемными устройствами, средствами пожаротушения и сопутствующим инвентарем, а также различными замерными устройствами. Склад должен быть оборудован предупреждающими надписями и знаками, должен быть огражден металлической сеткой или иным проволочным ограждением, а также должен быть освещен по периметру с помощью осветительных приборов. Вход на склад метанола должен быть ограничен с помощью замков и должен проверяться ответственным лицом каждый день и заметка об этом заносится вахтовый журнал охраны.

Метанол минимум раз в течение 3-х месяцев должен проверяться на цвет и пахучесть ответственным лицом. Если же запах одоранта недостаточно силен, то в метанол добавляется этилмеркаптан, если же наблюдается обесцвечивание метанола, то в него добавляется краситель.

Ввод метанола должен осуществляться по закрытой системе передвижными насосными установками стационарными метанольницами или дозировочными насосами. При метанольных установках и дозировочных насосах все метанольные емкости без исключения должны иметь герметичную обвязку, а все фланцевые соединения и заглушки на обвязке и емкостях должны быть опломбированы. При использовании передвижных насосных установок, перед осуществлением закачки ингибитора по средства коммуникации предусматривается их предварительная опрессовка, например, водой, на максимальное ожидаемое давление на участке, в который предполагается подать ингибитор.

Любое технологическое оборудование, напрямую используемое при работе с метанолом, подлежит ремонту только при отсутствии в них ингибитора, то есть после промывки или полного опорожнения технологического элемента или участка.

В случаях, когда применяется индивидуальная схема подачи ингибитора, метанол заливается в метанольницы по месту расположения, доставка которого осуществляется с помощью автоцистерн. В случае ограниченного доступа к

В начале ингибиторопровода должен быть установлен предохранительный клапан на максимально возможную пропускную способность и максимально возможные рабочие давления. Помимо предохранительного клапана, для предотвращения опорожнения ингибиторопровода на участках его подъема дополнительно должны быть установлены задвижки и обратные клапаны. [14]

Схема системы регенерации метанола:

- Насыщенный метанол (1) поступает в насос нагнетательный (2).
- Из насоса метанол проходит через подогреватель (опция) (3) и поступает в сепаратор трехфазный (4).
- С сепаратора газ сепарации (5) выходит вверх, а жидкая фаза (6) поступает в ребойлер (7).
- Рейбойлер (7) имеет жаротрубную поверхность (8) для нагрева.
- Жидкость из ребойлера (9) поступает в теплообменник (10) и затем в колонну регенерации метанола (11).
- Вода (14) из установки также поступает в колонну.
- На выходе из колонны (12) идет кубовый поток в ребойлер (13).
- Вода (15) поступает в ребойлер.
- Из ребойлера (16) жидкость идет в АВО рефлюкса (17) и в аккумулятор рефлюкса (18).
- Аккумулятор рефлюкса (18) имеет датчик уровня (LC) и насос рефлюкса (19), который возвращает рефлюкс в колонну.
- Горелка (20) подключена к жаротрубной поверхности ребойлера.

56

ВМР подается на установку регенерации через теплообменник 1, где предварительно нагревается, и далее поступает во входной сепаратор 2, где из него удаляется углеводородная составляющая. Газ из сепарационной емкости отводится через верхнюю ее часть. Сам же водометанольный раствор отводится через нижнюю часть сепарационной колонны с помощью автоматического клапана. После сепаратора раствор направляется в теплообменник 3, где происходит его нагрев за счет теплообмена с потоком воды из ребойлера 8. Далее раствор направляется в колонну регенерации метанола 4. В основании колонны с помощью прямых (газовая горелка, электронагреватель) или косвенных (пар, масло) подогревателей поддерживаются высокие значения температуры, при которой пары метанола начинают подниматься к верху колонны, где установлен охладитель, обеспечивающий конденсацию его паров. Метанол направляется в аккумулятор рефлюкса 6, где предусмотрен отвод частично увлеченных углеводородных фракций. Затем регенерированный метанол направляется в хранилище метанола с помощью насосов рефлюкса 7. [15]

2.4 Методы повышения эффективности применения метанола

1. Применение централизованной схемы с автоматической подачей ингибитора.

В предлагаемой системе автоматической подачи ингибитора формируется ряд защищаемых точек, в пределах которых устанавливаются измерительные преобразователи для регистрации давления и температуры, устройства дозирования ингибитора и шайба, которая регулирует расход ингибитора. Регулируемый редуктор, подключенный к гидроаккумулятору с ингибитором, управляет данными технологическими элементами и нагнетает определенное давление в ингибиторопроводе для подачи ингибитора гидратообразования в защищаемую точку. Процесс гидратообразования сопровождается перепадом давления, которое фиксируется и по радиоканалу передается на СУ, идентифицирующую проблемный участок, после чего редуктор инициирует подачу ингибитора путем сообщения сигнала на соответствующее УДИ для подачи ингибитора в требуемую защищаемую точку

на участке с перепадом давления. Как только перепад давления пропадает, СУ подает сигнал о прекращении подачи ингибитора. Схема предполагаемой автоматической системы подачи ингибитора показана на рисунке 30.

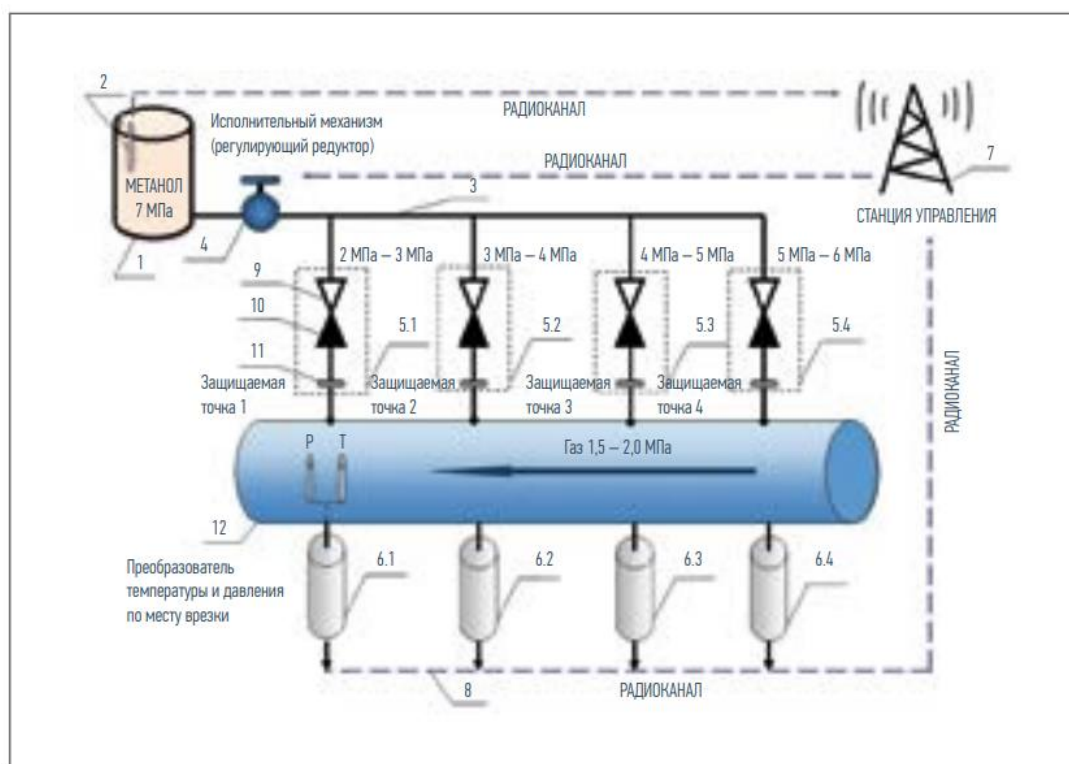


Рисунок 30 – Принципиальная схема автоматической системы подачи ингибитора

Система состоит из: гидроаккумулятора 1, в котором установлен преобразователь давления 2; ингибиторопровода 3; регулирующего редуктора 4; устройства дозирования ингибитора (УДИ) 5, состоящее из прямого клапана 9 и обратного клапана 10, а также из шайбы 11, регулирующей расход ингибитора; измерительного преобразователя температуры и давления 6 типа РТП-04, беспроводного канала связи 8. Так же на схеме представлен шлейф 12 с давлением 1,5-2 МПа и четыре защищаемые точки.

Гидроаккумулятор 1, значение давления в котором определяется исходя из количества защищаемых точек, количества мест врезки и давления в шлейфе, заполнен ингибитором гидратообразования. Подача ингибитора в шлейф через устройство дозирования ингибитора обуславливается двумя граничными значениями давления – нижним и верхним пороговым давлением. Например, как только давление в ингибиторопроводе с помощью регулируемого редуктора

достигает значение давления, соответствующего нижнему порогу, прямой клапан открывается, и осуществляется подача ингибитора в первую защищаемую точку через УДИ-5.1, для закрытия прямого клапана давление, соответственно, понижается ниже порогового значения.

Если необходимо осуществить подачу ингибитора, например, во вторую защищаемую точку, то давление в ингибиторопроводе также увеличивается до тех пор, пока его значение не достигнет верхнего порогового значения для УДИ-5.1 и нижнего порогового для УДИ-5.2. В таком случае, закроется обратный клапан первого и откроется прямой клапан второго, и результате избыточного давления в ингибиторопроводе, по сравнению с давлением в шлейфе, начинается процесс подачи ингибитора. [16]

2. Использование кинетических ингибиторов гидратообразования.

Существенным преимуществом КИГ перед термодинамическими ингибиторами стала сравнительно низкая дозировка, которая значительно ниже дозировок термодинамических ингибиторов, что позволяет существенно снизить операционные затраты при применении ингибиторов гидратообразования.

АО «Опытный завод Нефтехим» было проведено исследование, основанное на сравнении различных ингибиторов. Эксперимент проводился при давлении 5,5 МПа и температуре -4°C. Результаты испытаний отражают эффективность кинетического ингибитора СОНГИД-1801А, а также было проведено сравнение его эффективности с наиболее распространенным и применяемым термодинамическим ингибитором гидратообразования – метанолом (таблица 9, рисунок 31). Эффективность ингибиторов оценивалась по времени задержки начала гидратообразования в системе.

Таблица 9 – Тестирование эффективности ингибиторов гидратообразования

Образец	Концентрация, %	Температура, °C	Давление, МПа	Время тестирования, мин
Метанол	32	-4	5,55	476
СОНГИД-1801А	1	-4	5,58	626

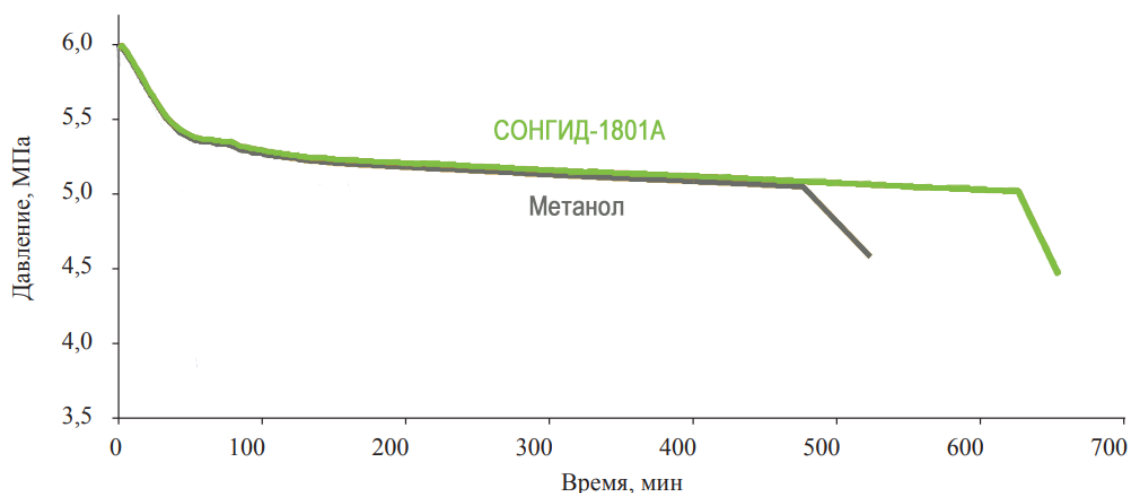


Рисунок 31 - Оценка эффективности ингибиторов по времени задержки начала гидратообразования в водонасыщенной метан-пропановой смеси при температуре -4°C

Результаты показали сравнительно высокую эффективность СОНГИД-1801А относительно эффективности метанола, также важно учесть, что дозировка первого в 32 раза ниже дозировки метанола, что также является большим преимуществом СОНГИД-1801А перед метанолом. [17]

3. Оптимизация технологии предотвращения гидратообразования в стволе скважины и призабойной зоне пласта.

Для предотвращения гидратообразования в призабойной зоне скважин, предлагается подавать ингибитор гидратообразования не только в ствол скважины, но и в призабойную зону.

Скважина вскрывает газовую залежь 1, оборудуется обсадной колонной 2. Затем осуществляется перфорация в интервале залегания 6. В скважину спускается колонна НКТ 3, оснащенная циркуляционным клапаном 4 и пакером 5, расположенным ниже кровли газовой залежи 1 (рисунок 32). После того, как скважину освоили, привели пакер в рабочее состояние, в межтрубное пространство скважины подается ингибитор 9. Через циркуляционный клапан 4 ингибитор попадает в колонну НКТ 3, а через перфорационные отверстия фильтра выше пакера 5 - в ПЗП 1.

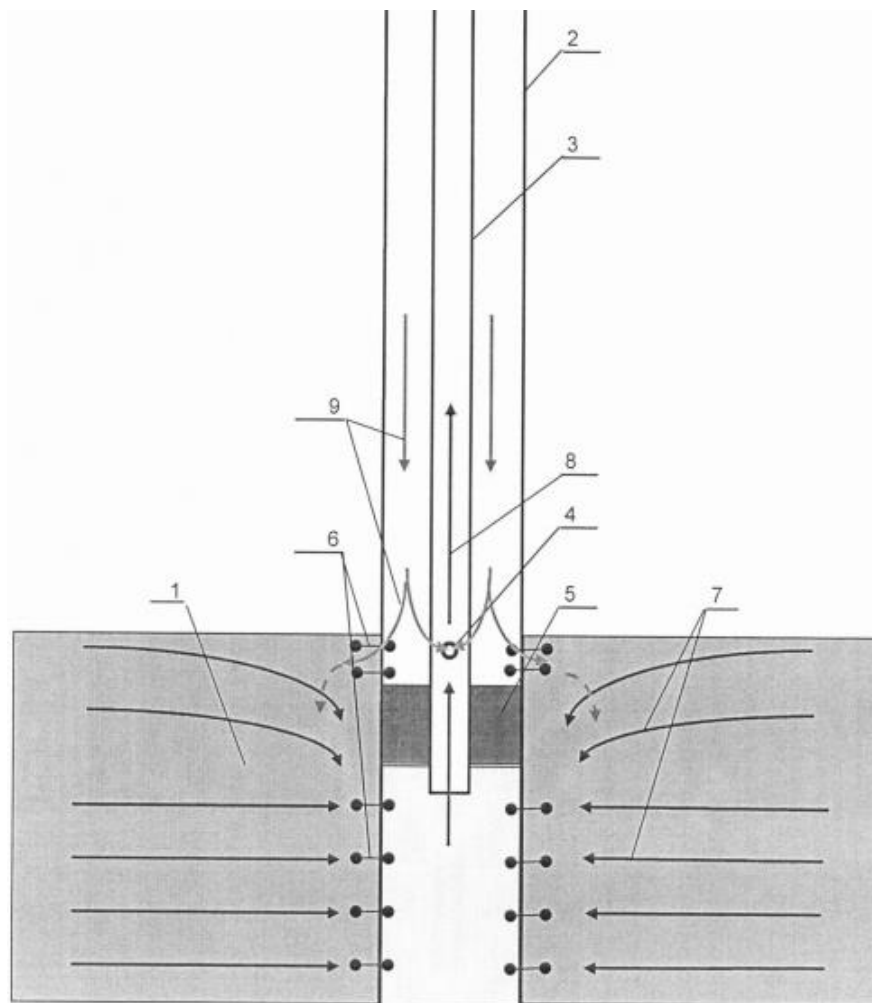


Рисунок 32 – Схема реализации способа эксплуатации газовой скважины

Как показывают исследования, в основном, вследствие изменения термобарических условий вблизи ПЗП относительно удаленной зоны пласта, выпадение влаги происходит вблизи забоя скважины (около 0,5 метров). Ингибитор, проникающий в пласт через перфорационные отверстия, способен преодолеть данное расстояние. В призабойной зоне пласта происходит смешивание влаги, которая выпадает из пластового газа, с поступающим ингибитором гидратообразования, вследствие чего процесс гидратообразования не протекает. Полученная смесь из конденсационной влаги и ингибитора стекает к забою скважины, после чего подхватывается потоком газа и выносится на поверхность через колонну НКТ, что также предотвращает гидратообразование в колонне НКТ. Подача ингибитора в затрубное пространство может быть осуществлена с помощью дозировочных насосов. [18]

3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАСХОДА МЕТАНОЛА В ПРОЦЕССЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ.

Применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования является наиболее распространенным и эффективным методом в борьбе с гидратообразованием. Рациональное использование и уменьшение расхода метанола являются наиболее значимыми и актуальными задачами при его применении.

Основными участками, подверженными интенсивному гидратообразованию, являются:

- призабойная зона пласта;
- участки промыслового трубопровода;
- стволы добывающих скважин;
- системы внутрипромыслового сбора скважинной продукции.

Гидратообразование в ПЗП характерно только для газовых, с благоприятным для начала гидратообразования термобарическим режимом, месторождений. Масштабность гидратообразования зависит от дебита скважин, например, при дебите до $2,3 \text{ м}^3/\text{с}$ – гидраты отлагаются на стенках скважины, а при дебите около $7,0 \text{ м}^3/\text{с}$ – радиус гидратообразования в ПЗП увеличивается вплоть до 1,3 метров.

В качестве борьбы с гидратообразованием в призабойной зоне пласта и в стволе скважины возможна закачка ингибитора через затрубное пространство. Оптимизированная технология предотвращения гидратообразования в стволе скважины и в призабойной зоне пласта подразумевает собой предупреждение гидратообразование одновременно в обоих потенциальных участках. В данном случае достаточно закачки расчетного объема ингибитора гидратообразования в ПЗП, связывающего влагу, выпадающую в призабойной зоне скважины и в стволе НКТ. [18]

Проблема гидратообразования также возможна при транспорте скважинной продукции. Иногда на практике ввод ингибиторов в трубопровод производится в начальные участки газопроводов или непосредственно в зону

образования гидратов. Наиболее перспективной и удобной является централизованная схема подачи ингибитора гидратообразования к скважинам, однако основным недостатком применяемой централизованной схемы является безадресный ввод ингибитора, что существенно увеличивает его расход. В этих целях эффективно будет использовать централизованную схему с регуляторами расхода совместно с измерительными преобразователями давления и температуры в трубопроводе, за счет которых обеспечивается контролируемый ввод ингибитора. В таком случае, к каждой индивидуальной скважине по ингибиторопроводам подается определенное количество ингибитора гидратообразования, что исключает его перерасход, и, как следствие, обеспечивает рациональное использование метанола.

Помимо использования данных технологий, основанных на использовании метанола, рационально рассматривать и технологии, основанные на применении иных ингибиторов, эффективность применения которых не уступает эффективности метанола в борьбе с гидратообразованием. В данном случае подразумевается использование ингибиторов гидратообразования кинетического типа. Как уже было отмечено ранее, необходимая дозировка кинетических ингибиторов гидратообразования гораздо ниже дозировки термодинамических ингибиторов, в частности, метанола. Применение КИГ позволит снизить операционные затраты, связанные с применением ингибитора в целях борьбы с гидратообразованием.

Опыт практического применения кинетического ингибитора СОНГИД-1801А подтвердил его преимущество по сравнению с метанолом с точки зрения технологических и экономических показателей. Удельное количество гидратообразований сократилось в 180 раз с 4,6 до 0,025 (скв. × мес.). Затраты на обработку ингибитором одной скважины снизились примерно в 1,15 раза. [13]

Технологические решения, направленные на увеличение эффективности применения метанола в целях предупреждения гидратообразования на основных технологических участках, представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технологические решения повышения эффективности применения метанола на участках с возможным гидратообразованием

Технологическое решение	Участок потенциального гидратообразования		
	Призабойная зона пласта	Ствол скважины	Промысловый трубопровод
	1. Подача ингибитора в затрубное пространство скважины в зону перфорации над пакером; 2. Использование кинетического ингибитора СОНГИД-1801А	1. Подача ингибитора в затрубное пространство скважины в зону перфорации над пакером; 2. Использование кинетического ингибитора СОНГИД-1801А	1. Применение централизованной схемы подачи ингибитора, оснащенной регуляторами расхода ингибитора; 2. Использование кинетического ингибитора СОНГИД-1801А

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Аверкиеву Владиславу Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование применения метанола с экономической точки зрения.
2. Планирование и формирование бюджета проектных исследований	Расчет сметной стоимости выполняемых работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности от применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСТН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Аверкиев Владислав Алексеевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа представлена изучением технологии применения метанола и повышения эффективности его применения.

Раздел содержит информацию, касающуюся экономической эффективности применения метанола, а также отражающую метанола по сравнению с другими термодинамическими ингибиторами гидратообразования.

4.1 Обоснованность применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования

В данной части раздела проводится анализ выбора ингибитора исходя из его эффективности применения и экономической выгоды. Выбор ингибитора гидратообразования является крайне важным технологическим решением на месторождениях нефти и газа в условиях гидратообразования. Ингибитор должен обладать наивысшей эффективностью в борьбе с гидратообразованием, а его использование должно быть экономически целесообразно.

Тема данной выпускной квалификационной работы основана на непосредственном применении метанола в качестве ингибитора гидратообразования. Метанол является наиболее распространенным и широко используемым ингибитором гидратообразования на многих промыслах нефти и газа. Помимо метанола будут рассмотрены другие ингибиторы гидратообразования, а именно хлористый кальций и этиленгликоль.

Анализ проводится на основании следующих факторов: удельного расхода ингибитора и затрат, связанных с его применением.

В целях борьбы с гидратообразованием на технологических участках предусматривается подача определенного количества ингибитора.

Для нелетучих ингибиторов (хлористый кальций, гликоли) удельный расход определяется из соотношения:

$$q_{\text{н}} = \frac{(W_1 - W_2)c_2}{c_1 - c_2}$$

где q_n – расход нелетучего ингибитора, кг на 1000 м³ газа; W_1 – влагосодержание газа до ввода ингибитора, кг на 1000 м³ газа; W_2 – влагосодержание газа в защищаемой точке, кг на 1000 м³, c_1 – весовая концентрация свежего ингибитора, %; c_2 – то же, для отработанного ингибитора, %.

Для легколетучего ингибитора, каким является метанол, удельный расход складывается из количества метанола, необходимого для насыщения жидкой свободной воды $q_{ж}$, и количества метанола, необходимого для насыщения газовой фазы $q_{газ}$:

$$q_{л} = \frac{(W_1 - W_2)c_2}{c_1 - c_2} + 0,001c_2a$$

Для удобства расчета примем значения для необходимых параметров (таблица 11). Концентрацию растворов ингибиторов c_1 принимаем равной 40%. Значения c_2 для каждого ингибитора определяются по рисунку 18 при учете понижения равновесной температуры на 10 °С, значение W_1 определяется по рисунку 6 с учетом давления и температуры.

Таблица 11 – Значения исходных величин

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Температура газа, °С	20	W_1 , кг/1000 м ³	0,48
Давление, МПа	10	W_2 , кг/1000 м ³	0,3
Дебит скважины Q , м ³ /сут	$1 \cdot 10^6$	α	30

Далее проводим расчет необходимого количества ингибитора для понижения равновесной температуры на 10 градусов с начальной концентрацией растворов ингибиторов 40% вес. Суммарный расход определен при соответствующем дебите газовой скважины (таблица 12).

Таблица 12 – Расчетные значения удельного расхода ингибиторов

	Ингибитор гидратообразования		
	Метанол	Этиленгликоль	Хлористый кальций

Суточный расход ингибитора, кг/1000 м ³	780	1260	180
--	-----	------	-----

Учитывая количество ингибитора, который расходуется в течение суток в целях предупреждения гидратообразования, наиболее рационально использовать хлористый кальций, однако его растворы обладают перечнем недостатков, которые ограничивают область его применения, особенно в районах Крайнего Севера. Далее, по оценке расхода, приходим к выводу, что целесообразным решением является применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования.

При рассмотрении затрат на расходы ингибитора предполагается рассмотреть цены за тонну метанола, этиленгликоля и хлорида кальция (таблица 13).

Таблица 13 – Цена за тонну ингибитора

Ингибитор гидратообразования	Цена за тонну, руб.
Метанол	20000
Этиленгликоль	30000
Хлористый кальций	25000

Таким образом доказана экономическая целесообразность применения метанола с учетом удельных расходов для предупреждения гидратообразования. Увеличить эффективность использования метанола с минимальным его расходом является приоритетной задачей, ведь перерасход ингибитора приводит к лишним затратам, что является крайне нежелательным. Оптимизировать рациональное использование метанола можно с помощью предложенной технологии подачи ингибитора, экономическая целесообразность реализации которой будет рассмотрена в следующих пунктах раздела.

Помимо метанола в перспективе можно рассматривать применение кинетического ингибитора СОНГИД-1801А. В свою очередь, данный ингибитор показывают такую же эффективность, как и метанол, однако большим преимуществом является низкая дозировка. Раствор СОНГИД-1801А концентрацией 1% дает такие же результаты эффективности борьбы с

гидратообразованием, как и 32% раствор метанола. Благодаря внедрению проекта по применению ингибиторов низкой дозировки удельные затраты на борьбу с гидратообразованием удалось сократить со 197 до 172 тыс. руб./скв. за счет снижения объемов применяемого реагента по сравнению с метанолом, сокращения затрат на доставку реагента и оптимизации его дозирования.

Однако масштабное внедрение проекта пока не является возможным, ввиду того, что работа с кинетическими ингибиторами находится только стадии опытов и экспериментов, поэтому анализ замены метанола на СОНГИД-1801А в данном разделе не предусматривается.

4.2 Анализ эксплуатационных затрат при применении метанола

В данной части раздела проведен анализ эксплуатационных затрат, связанных с использованием метанола в целях предупреждения гидратообразования. Для более полного анализа и подтверждения обоснованности применения метанола по сравнению с другими термодинамическими ингибиторами гидратообразования, проведем расчеты эксплуатационных затрат и для других ингибиторов гидратообразования, а именно этиленгликоля и хлорида кальция при их наиболее эффективной концентрации растворов.

Для расчета воспользуемся исходными данными, представленными в таблице 14.

Таблица 14 – Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат

Параметр	Значение
Стоимость тонны ($C_{и}$) метанола, руб.	20000
Стоимость тонны ($C_{и}$) хлорида кальция, руб.	25000
Стоимость тонны ($C_{и}$) этиленгликоля, руб	30000
Массовое количество ($m_{и}$) метанола, т	100
Массовое количество ($m_{и}$) хлорида кальция, т	100
Массовое количество ($m_{и}$) этиленгликоля, т	100

Аренда передвижного агрегата централизованной заправки ингибиторных емкостей (C_a), руб./ч	2000
Плотность 100% вес. раствора ($\rho_{и}$) метанола, кг/м ³	791,8
Плотность 30% вес. раствора ($\rho_{и}$) хлорида кальция, кг/м ³	1286
Плотность 70% вес. раствора ($\rho_{и}$) этиленгликоля, кг/м ³	1088

Суммарные расходы (P) вычисляются путем сложения расходов на ингибитор и аренду агрегата для заправки им емкостей:

$$P = P_{\text{инг.}} + P_a \quad (10)$$

Расходы на ингибитор рассчитываются по следующей формуле:

$$P_{и} = C_{и} \cdot m_{и} \quad (11)$$

$$P_{\text{инг.метанол}} = 20000 \cdot 100 = 2 \text{ млн. руб.}$$

$$P_{\text{инг.хлорид кальция}} = 25000 \cdot 100 = 2,5 \text{ млн. руб.}$$

$$P_{\text{инг.ЭГ}} = 30000 \cdot 100 = 3 \text{ млн. руб.}$$

Расходы на аренду агрегата рассчитываются следующим образом:

$$P_a = C_a \cdot T_a \quad (12)$$

Где T_a – общее время работы агрегата, равное отношению объема ингибитора $V_{и}$ к скорости заполнения двух емкостей ингибитором U с помощью агрегата (в среднем, на заправочном агрегате можно заправить около двух емкостей объемом около 0,04 м³ в час):

$$T_a = \frac{V_{и}}{U} \quad (13)$$

$$V_{и} = \frac{m_{\text{ри}}}{\rho_{и}} \quad (14)$$

Стоит напомнить, что для расчетов используются растворы ингибиторов определенных концентраций, в таком случае масса растворов ингибиторов $m_{\text{ри}}$ будет существенно отличаться от массы ингибиторов $m_{и}$:

$$V_{\text{метанол}} = \frac{m_{100\% \text{ р-р метанола}}}{\rho_{100\% \text{ р-ра метанола}}} = \frac{100000}{791,8} = 126,3 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{хлорид кальция}} = \frac{m_{30\% \text{ р-р хлорида кальция}}}{\rho_{30\% \text{ р-ра хлорида кальция}}} = \frac{100000}{0,3 \cdot 1286} = 259,2 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ЭГ}} = \frac{m_{70\% \text{ p-p ЭГ}}}{\rho_{70\% \text{ p-pa ЭГ}}} = \frac{100000}{0,7 \cdot 1088} = 131,3 \text{ м}^3$$

Рассчитаем время работы заправочного агрегата:

$$T_{\text{а метанол}} = \frac{V_{\text{метанол}}}{U} = \frac{126,3}{2 \cdot 0,04} = 1579 \text{ часов}$$

$$T_{\text{а хлорид кальция}} = \frac{V_{\text{хлорид кальция}}}{U} = \frac{259,2}{2 \cdot 0,04} = 3240 \text{ часов}$$

$$T_{\text{а ЭГ}} = \frac{V_{\text{ЭГ}}}{U} = \frac{126,3}{2 \cdot 0,04} = 1641 \text{ час}$$

Расчет затрат на аренду агрегата:

$$P_{\text{а метанол}} = C_{\text{а}} \cdot T_{\text{а метанол}} = 2000 \cdot 1579 = 3,15 \text{ млн. руб.}$$

$$P_{\text{а хлорид кальция}} = C_{\text{а}} \cdot T_{\text{а хлорид кальция}} = 2000 \cdot 3240 = 6,48 \text{ млн. руб.}$$

$$P_{\text{а ЭГ}} = C_{\text{а}} \cdot T_{\text{а ЭГ}} = 2000 \cdot 1641 = 3,28 \text{ млн. руб.}$$

Так как основные средства представлены арендованным имуществом, то величиной амортизации будет являться суммарная стоимость владения этим имуществом. В данном случае будет выполняться равенство: $A = P_{\text{а}}$

Последним шагом рассчитаем общие затраты:

$$P_{\text{метанол}} = P_{\text{инг.метанол}} + P_{\text{а метанол}} = 2 + 3,15 = 5,15 \text{ млн. руб.}$$

$$P_{\text{хлорид кальция}} = P_{\text{инг.хлорид кальция}} + P_{\text{а метанол}} = 2,5 + 6,48 = 8,98 \text{ млн. руб.}$$

$$P_{\text{ЭГ}} = P_{\text{инг.ЭГ}} + P_{\text{а ЭГ}} = 3 + 3,28 = 6,28 \text{ млн. руб.}$$

Результаты расчетов представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Эксплуатационные затраты при работе с ингибиторами

Параметр	Ингибитор гидратообразования		
	Метанол	Хлорид кальция	Этиленгликоль
Стоимость ингибитора за тонну, руб.	20000	25000	30000
Массовое количество ингибитора, т.	100	100	100
Расходы на ингибитор (цена за 100 т.), млн. руб.	2,0	2,5	3,0

Объем ингибитора, м ³	126,3	259,2	131,3
Время закачки суммарного объема ингибитора, ч.	1579	3240	1641
Общая стоимость аренды агрегата, млн. руб.	3,15	6,48	3,28
Суммарные расходы, млн. руб.	5,15	8,98	6,28

В результате расчетов, связанных с эксплуатационными затратами на применение ингибиторов, можно оценить их экономическую эффективность. В сравнении с хлоридом кальция и этиленгликолем применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования наиболее экономически оправдано и выгодно. Общие расходы при применении метанола практически в 2 раза меньше расходов, связанных с использованием хлорида кальция.

Выводы

В результате работы, в разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» была проведена оценка обоснованности применения метанола по сравнению с другими ингибиторами гидратообразования, а именно оценка экономической выгоды и эффективности применения метанола, основанная на затратах, связанных с необходимым количеством ингибитора и его стоимости, общей стоимости ингибиторов и эксплуатационных затратах при работе с метанолом и другими ингибиторами гидратообразования.

РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Аверкиеву Владиславу Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТАНОЛА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является применение химического реагента в целях борьбы с гидратообразованием в нефтегазовой промышленности, а также осуществление его подачи в технологические участки
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Особенности в решении правовых и организационных вопросов при выполнении работ в нефтегазовой отрасли и организация рабочей зоны
2. Производственная безопасность Анализ выявленных вредных и опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения	Анализ вредных производственных факторов: - Превышение уровня шума; - Превышение уровня вибрации; - Отклонение показателей климата на открытом воздухе; - Недостаточная освещённость рабочей зоны; - Запыленность и загазованность рабочей зоны. Анализ опасных производственных факторов: - Накопление электростатического заряда; - Механические опасности; - Отравление метанолом; - Угроза пожаров и взрывов.
3. Экологическая безопасность:	- Защита атмосферы; - Защита гидросферы; - Защита литосферы.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС связанной с неконтролируемым выбросом газа, а также возгорание технологического оборудования. Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте - взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Аверкиев Владислав Алексеевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Ответственными лицами на производстве выполняются следующие технологические операции: осуществление контроля над подачей реагента в скважину и участки промыслового трубопровода, обслуживание технологических участков, монтаж и демонтаж требуемого оборудования в процессе добычи газа и газового конденсата. Выполнение данного перечня работ предусматривается на протяжении всего периода эксплуатации месторождения круглогодично.

В процессе выполнения соответствующих производственных операций, работники производства подвержены воздействию различных факторов, которое могут негативно отражаться на их состоянии здоровья.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Газоконденсатное месторождение «Х» территориально расположено в местности, приравняемой к району Крайнего Севера. Работа в районах Крайнего Севера подразумевает вахтовый график работы, поэтому некоторые правовые и организационные вопросы рассматриваются в соответствии с трудовым кодексом Российской Федерации.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней (ст. 302 ТК РФ).

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях (ст. 297 ТК РФ).

Важнейшей составной частью комплекса работ по совершенствованию организации труда на предприятиях является улучшение организации обслуживания рабочих мест, которые следует рассматривать как первичное звено производственного процесса, его организационно-техническую основу.

От эффективности организации системы обслуживания рабочих мест зависит производительность труда, ритмичность производства, качество продукции. Оснащение рабочих мест определяется их производственным профилем, специализацией и степенью механизация и автоматизации технологических процессов. Определяющим фактором при оснащении рабочих мест является тип производства, а значит и уровень специализации рабочего места.

При работе с ингибиторов гидратообразования и его подачей в трубопроводы и скважину используется централизованная схема, которая подразумевает подачу химического реагента с одного центрального пункта к кустам скважин и участкам трубопроводов, оснащенная дистанционным

управлением технологическим процессом подачи реагента. Сотрудники управляют процессом с рабочего места (пульты управления):

- осуществляют непрерывный контроль различных параметров;
- активируют и осуществляют управление технологическими элементами (клапаны, насосы);

В таком случае соответствующее рабочее место должно быть оснащено рабочей мебелью, обеспечивающей возможность выполнения работы, а также удобство и комфорт при длительном её выполнении, техникой с возможностью вывода данных и контрольных параметров на экран, средствами связи (сотовые телефоны, рации), различными канцелярскими принадлежностями и т.п. Также все сотрудники должны придерживаться распорядка дня при выполнении работы в целях оптимизации работы.

5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях может вызвать нарушение состояния здоровья, временное или стойкое снижение работоспособности, а также соответствующее профессиональное заболевание.

Опасным производственным фактором (ОПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Вредное воздействие, которому подвержены исполнительные лица, классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [19] (таблица 16). В таблице приведены возможные вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать непосредственное влияние на работников, а также их основные источники.

Таблица 16 – Возможные вредные и опасные факторы на производстве

Вредный фактор	Опасный фактор	Источник фактора	Нормативные документы
----------------	----------------	------------------	-----------------------

1. Превышение уровней шума и вибрации; 2. Влияние Климатических условий; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Запыленность и загазованность рабочей зоны.	1. Накопление заряда с угрозой воспламенения; 2. Механическая опасность; 3. Отправление метанолом; 4. Угроза пожаров и взрывов	1. Монтаж и демонтаж оборудования; 2. Работа с сосудами, работающими под давлением; 3. Работа в темное время суток; 4. Работа с легковоспламеняющимися реагентами.	Защита от шума: СП 51.13330.2011 [20]; Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 [21]; Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90 [22]; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011 [23]; Средства защиты от статического электричества: ГОСТ 12.4.124-83 [24]; Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха: ГОСТ 12.4.051-87 [25] СП 9.13130.2009 Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации [26]
--	---	---	--

Анализ вредных производственных факторов

Превышение уровня шума

В период работы на производстве подразумевается использование операторами по добыче нефти и газа дозирочных плунжерных насосов для перекачки жидкостей, а также использование турбодетандерных агрегатов. Данные объекты являются основными источниками шума на производстве. Повышенный шум оказывает воздействие на нервную и сердечно-сосудистую системы, вызывает раздражение, нарушение сна, утомление, агрессивность, способствует психическим заболеваниям. Согласно ГОСТ 12.1.003-83 [21]

допустимый уровень шума не должен превышать 80 дБ. Уровень шума, развиваемый насосами, колеблется в пределах 65-70 дБ, а уровень шума от турбодетандерного агрегата – около 85 дБА.

Для уменьшения шума на всасе турбодетандерных агрегатов устанавливаются глушители. В целях защиты слуха согласно ГОСТ 12.4.051-87 [25] предполагается использование противозумных наушников в качестве средства индивидуальной защиты.

Превышение уровня вибрации

В процессе работы операторы по добыче нефти и газа подвергаются влиянию вибрации. Источником вибрации в основном служит работа электродвигателей, приводящих в работу дозировочные насосы, уровень вибрации от которых достигает 25-30 дБ, что не превышает норму уровня виброскорости 92 дБ при частоте 50 Гц, установленной в ГОСТ 12.1.012-90 [22]. В целях защиты от вибрации предусматривается конструктивное оснащение двигателей специальными резиновыми вставками и прокладками, а также использование средств индивидуальной защиты, а именно виброзащитных перчаток, виброзащитной обуви и вкладышей.

Влияние климатических условий

Нередко работниками производства осуществляются работы вне производственных помещений, в частности, монтаж и демонтаж оборудования. Отклонение показателей климата может оказать негативное воздействие на состояние рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не проводится. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

В летний период в качестве защиты головы от воздействия солнечного теплового облучения подразумевается использование защитных касок. Для защиты глаз используются очки с темными линзами. Спецдежда должна быть выполнена из льна или хлопчатобумажной ткани, должна иметь удобный крой.

Также в целях защиты от гнуса и клеща, характерного для летнего периода явления, применяется специализированная для этих условий спецодежда. В зимний период в целях защиты от воздействия отрицательных температур подразумевается использование теплой одежды.

Несмотря на то, что нормирование параметров на открытых площадках не производится, как было отмечено ранее, определяются различные мероприятия по снижению негативного воздействия на работника, обусловленного климатическим фактором. К ним относятся:

- недопущение к работам при отсутствии у работников средств индивидуальной защиты, отвечающим климатическим условиям;
- при температуре наружного воздуха ниже -25°C работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении во избежание переохлаждения.

Помимо применения СИЗ возможно осуществление коллективной защиты для сведения к минимуму негативного воздействия климатических условий на работников производства. Достичь этого можно путем рационального размещения технологического оборудования для сокращения времени воздействия климата на рабочих, обогревом помещений в холодное время года, использование автоматизированного и дистанционного управления технологическими процессами.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

Недостаточная освещенность рабочих зон может привести не только к ухудшению работоспособности работников, но и к травмам различной степени тяжести, поэтому в темное время суток все рабочие зоны должны быть дополнительно освещены с помощью источников искусственного света. Для этого используются лампы, фонари, прожекторы. Согласно СП 52.13330.2011 [23] норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов. Мероприятия по улучшению освещенности не предусматриваются.

Запыленность и загазованность рабочей зоны

Значительная часть работ на газовом промысле осуществляется внутри производственных помещений, для которых, как следствие, характерно содержание углеводородных газов и их составляющих в воздухе внутри цехов и производственных помещений. Также для производственных помещений закрытого типа характерна высокая запыленность. Данные факторы оказывают негативное воздействие на организм рабочих. Высокая загазованность, в первую очередь, обуславливается негерметичностью технологических участков. В целях контроля загазованности применяются специальные приборы - газоанализаторы. Мероприятия по защите от данных факторов подразумевают собой использование средств индивидуальной защиты: респираторов или противогазов.

Анализ опасных производственных факторов

Накопление заряда с угрозой воспламенения

При работе на газовых и газоконденсатных месторождениях основным сырьем, добываемым из недр, является углеводородный газ и газовый конденсат. Газовый конденсат представляет собой смесь жидких углеводородов, которые не являются проводниками электрического тока, как нефть и ее производные, включая метанол, используемый в качестве ингибитора гидратообразования на газовых и газоконденсатных промыслах. Однако в них могут накапливаться электростатические заряды, которые способны достигать величин в несколько тысяч вольт, в результате трения частиц и слоев между собой, трения о стенки промысловых трубопроводов. И этого напряжения достаточно для того, чтобы могла возникнуть искра, способная вызвать воспламенение углеводородного сырья.

В целях предупреждения опасности, возникновение которой обуславливается накоплением зарядов в объемах сырья, предусматриваются следующие мероприятия при работе с ингибитором гидратообразования и газовым конденсатом:

- заземление цистерн и технологических емкостей, непосредственно участвующих в технологической цепи;
- заземление трубопроводов, расположенных на наружных эстакадах, по которым осуществляется движение газового и газоконденсатного сырья, а также ингибитора гидратообразования (метанола);
- заземление всех электропроводных элементов технологического оборудования, на котором возможно накопление и возникновение электростатических зарядов.

Сопротивление заземляющих устройств и проводников не должно превышать 4 Ом, а контроль сопротивления должен осуществляться не реже одного раза в год. [24]

Механические опасности

Механическая опасность всегда была и является основной угрозой на производствах, особенно на нефтегазовых промыслах. Последствия механической угрозы могут привести к травмам различной степени тяжести рабочих, вплоть до летального исхода. Основными источниками опасности может послужить как безответственность и невнимательность самих рабочих, так и техногенные аварии на самом производстве. Работа на газовых промыслах предполагает взаимодействие с трубопроводами высокого давления и со скважинами, давление в которых достигает до 9 МПа. Также не исключается опасность падения при работе на высоте, опасность при работе с подъемными агрегатами и машинами различного назначения, опасность при работе с инструментами и т.д.

В целях защиты от механических опасностей предусматривается использование средств индивидуальной защиты: защитные каски, перчатки, спецодежда, очки. Также предусматривается установка предупреждающих знаков, предохранительных устройств, различных защитных щитов, кожухов и барьеров. Для сведения к минимуму механической опасности, возникновение которой возможно по вине работников, предусматривается проведение для работников инструктажей по технике безопасности, инструктажей по работе с

оборудованием и агрегатами. Для предупреждения техногенных аварий, которые также могут послужить источниками механической опасности, возникновение которых возможно из-за неисправности оборудования, должен выполняться регулярный контроль за состоянием используемого оборудования.

Отравление метанолом

При эксплуатации скважин в условиях гидратообразования используются различные ингибиторы гидратообразования, наиболее распространенным из них является метанол. Метанол, в свою очередь, является спиртом, как и этанол. Отличить их визуально не является возможным, ибо метанол и этанол являются бесцветными жидкостями и обладают характерным спиртам запахом, поэтому возможны случаи отравления метанолом при употреблении его внутрь вместо этанола. При несоблюдении техники безопасности при работе с метанолом, работники подвергаются большому риску, вплоть до летального исхода.

Метанол является смертельно опасным веществом и способен поражать организм не только при попадании в желудок, но и через кожу и органы дыхания. Смертельная доза метилового спирта составляет всего 30-100 мл и зависит от индивидуального восприятия организма. Человек, употребивший такую дозу, медленно умирает от остановки дыхания. При употреблении метанола начинаются внутренние негативные изменения в организме:

- угнетение нервной системы;
- нарушение баланса щелочи и кислоты;
- выборочное поражение глазного нерва, отслоение глазной сетчатки;
- развитие острой дыхательной недостаточности.

Действие на организм обуславливается количеством употребленного метанола. При умеренной и лёгкой степени отравления метилом отмечаются следующие первые признаки:

- спутанность сознания и головокружение;
- расширение зрачков;
- боль в голове;
- тошнота и рвота, спазмы в желудке;

- сильная одышка;
- потемнение в глазах;
- потеря контроля над движениями;
- резкий скачок давления и последующее его понижение;
- общая слабость при усиленных сухожильных рефлексах и ломоты во всех мышцах.

Если у человека проявились симптомы спиртовой интоксикации, необходимо действовать незамедлительно. Без помощи медработников в бытовых условиях невозможно провести все терапевтические мероприятия по борьбе с токсичным действием метанола, однако пострадавшему крайне важно оказать первую помощь:

- предоставить пострадавшему достаточное количество тёплой воды;
- вызвать рвотный рефлекс;
- если больной находится без сознания, стоит уложить его набок во избежание случайного попадания рвоты в органы дыхания;
- повторять действия до тех пор, пока желудок не очистится полностью.

После промывания до приезда врачей необходимо давать пострадавшему много жидкости и щелочные растворы. Затем стоит предложить больному качественный этанол или алкоголь высокой крепости в количестве 0,5 мл или 1 мл на килограмм массы тела.

Угроза пожаров и взрывов

Нефть, газ и газовый конденсат являются легковоспламеняющимися жидкостями. Таким же свойством обладают и пары ингибитора гидратообразования, в роли которого выступает метанол, являющийся спиртом. Работа с данными веществами несет в себе потенциальную угрозу взрывов и пожаров.

В целях борьбы с потенциальной опасностью пожаров и взрывов предусматривается использование пожарных сигнализаций, размещения емкостей с песком на территории производства, огнетушителей и иных средств пожаротушения. Тушения очагов пожара осуществляется активным и

пассивным способами. В случае активного способа пожаротушения используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, инертные газы и порошковые составы. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения.

Не менее важным условие при работе на нефтяных и газовых промыслах является использование искробезопасного инструмента при монтаже и демонтаже оборудования.

5.3 Экологическая безопасность

Деятельность нефтяной и нефтегазовой промышленности непременно сопровождается негативным воздействием на окружающую среду и экологическую обстановку. В основном это обуславливается следующими факторами антропогенного воздействия:

- загрязнение промышленными и бытовыми отходами окружающей среды;
- загрязнение почвы из-за разливов нефтепродуктов, газового конденсата и различных химических реагентов;
- вырубка площадей лесов в целях обустройства и эксплуатации месторождений;
- загрязнение атмосферы углеводородными газами, их составляющими и продуктами их сжигания;
- загрязнение наземных и подземных водоемов вследствие нефтяного и химического загрязнения, аварийных разливов.

Данные факторы являются одними из многих, последствиями от которых могут быть:

- вырубка лесов, и, как следствие, негативное воздействие на окружающую флору и фауну;

- уменьшение рыбных запасов в близлежащих водоемах вследствие химического и нефтяного загрязнения окрестных поверхностных вод и водоемов;

- нарушение гидрологического режима подземных вод при строительстве и эксплуатации месторождений;

- нарушение почвенного слоя из-за разливов нефтепродуктов.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сведение к минимуму разливов нефти, нефтепродуктов, выбросов природного газа в атмосферу, путем осуществления контроля за герметичностью и исправностью трубопроводов и нефтепромыслового оборудования;

- оптимизация технологического процесса и рационального использования природного газа в целях прекращения сжигания газообразного топлива на факельных установках и уменьшения выбросов углекислого газа в атмосферу.

Защита атмосферы

Основными причинами загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы углеводородных газов и продуктов их сгорания в атмосферу. Выбросы природного газа, в большинстве случаев, могут возникать из-за неисправности участка трубопровода, некачественного строительства трубопроводов и газопроводов, нарушения их целостности в процессе разрушения под действием коррозии, наличия негерметичности вследствие механических повреждений или по вине работников.

Большая часть природного газа сжигается. В природном газе преобладающую часть составляет метан, содержание которого колеблется от 70 до 98 %. В процессе сгорания органические соединения распадаются на углекислый газ и воду. Метан и углекислый газ, в свою очередь, являются парниковыми газами, выбросы в атмосферу которых усиливают парниковый эффект, что в дальнейшем способствует нарушению и изменению климата.

В связи с этим, в целях охраны атмосферного воздуха от загрязнений, предполагается проведение следующих мероприятий:

- контроль за состоянием промысловых трубопроводов во избежание негерметичности участков трубопроводов;

- применение исправного и надежного промышленного оборудования;

- наличие плана действий при аварийной ситуации для быстрой ликвидации аварии и уменьшения времени воздействия на окружающую среду.

Помимо данных мероприятий на сегодняшний день актуальна проблема сжигания природного газа, поэтому также не менее важной задачей является его рациональное использование. Некоторые компании сжижают природный газ, тем самым используя его как сырье, в результате чего газ не сжигается, что частично устраняет проблему выброса природного газа и продуктов его сжигания в атмосферу.

Защита гидросферы

В первую очередь, загрязнение гидросферы связано с разливами нефтепродуктов и различных химических реагентов, используемых на нефтяных и нефтегазовых промыслах. Нефть с поверхности со временем попадает в грунтовые воды, которая затем, вместе с течением грунтовых вод, достигает поверхностных водоемов. Загрязнение химическими реагентами чаще всего возникает при их разливе или при закачивании их в скважину, в частности, в целях предотвращения коррозии или гидратообразования. Наличие негерметичности в цементировании скважины способствует попаданию химических реагентов в почвенные слои в месте наличия нарушения целостности цементного кольца.

Нефть и нефтепродукты при попадании в водоемы образуют на поверхности нефтяную пленку, которая препятствует доступу воздуха и света, что нарушает протекание естественных процессов. Также загрязнение водоемов оказывает крайне негативное воздействие на представителей фауны.

Для предотвращения загрязнения водоемов нефтью и ее производными необходимо своевременно осуществлять осмотр трубопроводов и нефтепромыслового оборудования во избежание несанкционированных

разливов по причине отсутствия герметичности и наличия пропусков углеводородов в окружающую среду.

Защита литосферы

Загрязнение почв нефтепродуктами и химическими реагентами первостепенно оказывает негативное влияние на экологию, лесные ресурсы, снижает продуктивность и плодородность почв, а также наносит значительный ущерб окружающей среде в целом.

Тем не менее, строительство нефтепромысловых объектов в полосе России, в основном, осуществляется на территориях, занятых лесом. В зависимости от качества и количества деревьев, их ценности с экологической и биологической точки зрения, лесной фонд делится на категории по целевому назначению:

- защитные (первая категория);
- эксплуатационные (вторая категория);
- резервные (третья категория);
- иные участки, которые относятся к защитным.

При выборе площадок для строительства во внимание принимается категория леса. Строительство и обустройство площадок должно осуществляться с минимальным использованием лесов первой и второй категории. При расчистке строительной полосы необходимо:

- обеспечить вывоз древесины и порубочных остатков;
- складировать верхний (гумусовый) слой почвы для последующего его использования при рекультивации.

Прокладка линейных сооружений, в частности, трубопроводов, в одном коридоре обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

При использовании лесов в целях строительства, реконструкции и эксплуатации линейных объектов, должно обеспечиваться:

- регулярное проведение очистки просеки, примыкающих опушек леса, искусственных и естественных водостоков от захламления строительными,

лесосечными, бытовыми и иными отходами, от загрязнения отходами производства, токсичными и химическими веществами;

- восстановление нарушенных производственной деятельностью лесных дорог, квартальных просек;

- принятие необходимых мер по устранению аварийных ситуаций, а также по ликвидации их последствий.

Предупреждение разливов нефти, связанных с аварийными ситуациями, обеспечивается:

- поверхностной изоляцией трубопроводов с использованием кожухов и изолирующих покрытий;

- контролем герметичности промысловых и магистральных трубопроводов;

- отключение аварийных участков с целью предотвращения увеличения масштабов разлива нефтепродуктов, переключением потока продукции на дренажные емкости или на резервные трубопроводы.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Использование различного промышленного оборудования, технологических схем и процессов, использование химических реагентов и работа с нефтью и газом, в свою очередь, могут привести к возникновению различных чрезвычайных ситуаций. Возможные чрезвычайные ситуации и последствия от них представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Возможные чрезвычайные ситуации

№	Чрезвычайная ситуация	Возможные последствия и их воздействие
1	Разливы нефтепродуктов и химических реагентов	Негативное воздействие на окружающую среду; Угроза отравления парами летучих химических реагентов.
2	Выброс природного газа и его составляющих	Угроза отравления работников природным газом; Негативное воздействие на атмосферу; Увеличение вероятности пожара вследствие повышенной загазованности.

3	Неисправность технологического оборудования и трубопроводов	Разливы нефти и химических реагентов; Выбросы природного и попутного газов в атмосферу.
4	Пожар на территории производства	Урон здоровью рабочих ввиду отравления угарным газом и воздействия высоких температур; Материальный ущерб производству и инфраструктуре.

На нефтяных, нефтегазовых и газовых промыслах напрямую осуществляется работа с легковоспламеняющимися веществами, такие как нефть, попутный и природный газ, легковоспламеняющиеся химические реагенты. В связи с этим, на производствах нефтяной промышленности высока вероятность пожаров различных масштабов, способных возникнуть от мельчайшей искры. Повышенная загазованность, связанная с аварийными выбросами природного газа на территории предприятия, также может привести к взрыву с последующим возникновением пожара.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации от работников требуется отключить электроэнергию в опасной зоне, прекратить работы, осуществить эвакуацию в безопасное место.

Должностными и ответственными лицами должен быть осуществлен следующий план действий:

- оповещение вышестоящего руководства и вызов сотрудников МЧС;
- организация эвакуации лиц, не участвующих в ликвидации чрезвычайной ситуации, из опасной зоны;
- отключение электроэнергии, остановка работы всех устройств и оборудования, технологических процессов производства, прекращение всех остальных видов работ;
- осуществление руководства до прибытия работников МЧС;
- контроль за безопасностью работников, осуществляющих тушение огня, от поражения током, удушья, ожогов, обрушения строительных конструкций и т. п.;
- организация перевозки ценного оборудования, имущества предприятия.

В случае возникновения пожара предусмотрены средства пожаротушения. Общественные и промышленные здания и сооружения должны иметь на каждом этаже не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации. Огнетушители, введенные в эксплуатацию, должны подвергаться техническому обслуживанию, которое обеспечивает поддержание огнетушителей в постоянной готовности к использованию и надежную работу всех узлов огнетушителя в течение всего срока эксплуатации. [26]

Предупреждение чрезвычайных ситуаций включает в себя ряд самостоятельных направлений-действий:

- обеспечение безопасных условий для работников, постоянное повышение их квалификации;
- постоянный контроль ответственных лиц за аварийностью находящегося в помещении оборудования, электрических сетей;
- оснащение каждого помещения средствами противопожарной защиты, их постоянная проверка и замена в случае необходимости;
- проведение систематических инструктажей по пожарной безопасности с работниками предприятия;
- постоянная проверка работоспособности электрических сетей, чтобы предотвратить возможность короткого замыкания с последующим возгоранием.

Выводы

В ходе работы была проведена оценка возможных опасных и вредных факторов на производстве и их воздействие на работников предприятия, а также были предложены способы защиты от них и соответствующие мероприятия по снижению их негативного воздействия на человека. Непосредственно была оценена экологическая составляющая от работы предприятий нефтегазовой промышленности. Были рассмотрены возможные и наиболее вероятные

чрезвычайные ситуации, а также были предложены меры по предупреждению их возникновения на производстве.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблема гидратообразования на сегодняшний день является имеет высокую актуальность, особенно на месторождениях в районах Крайнего Севера. Использование метанола и опыт его применения на нефтегазовых промыслах показывает высокую эффективность его применения в борьбе с гидратообразованием по сравнению с другими термодинамическими ингибиторами, однако несовершенство применяемых технологий подачи ингибитора обуславливает нерациональный расход ингибитора гидратообразования, что приводит к перерасходу ингибитора и дополнительным затратам на его использование.

Применение централизованных схем подачи ингибитора является крайне выгодным и эффективным способом подачи ингибитора гидратообразования в технологические участки промысловых систем, по сравнению с индивидуальными схемами подачи ингибитора. Тем не менее, существующие централизованные схемы подачи не являются совершенными в своем роде, ввиду чего ведется активная разработка новых методов улучшения существующей схемы подачи в целях рационального и эффективного применения ингибиторов гидратообразования на нефтегазовых промыслах.

Помимо использования технологии, основанной на применении термодинамических ингибиторов, ведутся активные исследования в целях поиска новых ингибиторов гидратообразования. Использование кинетических ингибиторов является крайне перспективной технологией ввиду низких дозировок и высокой эффективности в борьбе с гидратообразованием, однако их применение все еще находится на стадии опытов и исследований, тем не менее их внедрение возможно уже в ближайшем будущем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Коротаев, Ю.П. Борьба с гидратами при транспорте природных газов / Ю.П. Коротаев, А.М. Кулиев, Р.М. Мусаев. – М.: Недра, 1973. – 136 с.
2. Осушка газа и борьба с гидратообразованием на магистральных газопроводах [Электронный ресурс]. – URL: <http://neftyaga.ru/spravochnik-rabotnika-gazovoy-promishlennosti/osushka-gaza-i-borba-s-gidratoobrazovaniem-na-magistralnich-gazoprovodach>, свободный. – Дата обращения 13.03.2020 г.
3. Чухарева Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов. Расчет необходимого количества ингибиторов для предотвращения загидрирования / Н.В. Чухарева. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 30 с.
4. Истомин В.А. Технологии предупреждения гидратообразования в промысловых системах: проблемы и перспективы / В.А. Истомин, Р.М. Минигулов, Д.Н. Грицишин, В.Г. Квон // Газохимия. – 2009. - №10. - С. 32-40.
5. Катаев, К.А. Гидратообразование в трубопроводах природного газа / К.А. Катаев // Всероссийский журнал научных публикаций. – 2011. - №1(2). – С. 22-23.
6. Дегтярев Б.В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера (практическое руководство) / Б.А. Дегтярев, Г.С. Лутошкин, Э.Б. Бухгалтер. – М.: Недра, 1969. – 120 с.
7. Келланд М.А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-го издания. / под ред. Л.А. Магадовой. СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. – 608 с., ил.
8. Дегтярев Б.В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера / Б.А. Дегтярев, Г.С. Лутошкин, Э.Б. Бухгалтер. – М.: Недра, 1976. – 198 с.

9. Волков, А.А. К вопросу о кинетических ингибиторах гидратообразования / А.А. Волков, И.И. Волкова // Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения. – 2017. - №04(10). – С. 66-69.
10. Кэрролл Д. Гидраты природного газа: пер. с англ. яз. М.: ЗАО «Премииум Инжиниринг», 2007. – 316 с., ил.
11. Агабабян, Р.Е Рекомендации по подбору подогревателей газа для использования в составе ГРС, КС / Р.Е. Агабабян, Н.М. Соловьева, П.В. Хворостян // Вестник Газпроммаша. 2007. - № 1(5). - С. 21.
12. Теплоизоляция газопровода [Электронный ресурс]. – URL: <https://amaxmir.ru/articles/teploizolyaciya-gazoprovoda>, свободный. – Дата обращения 18.03.2020 г.
13. Прахова, М. Ю. Методы и средства предотвращения гидратообразования на объектах газодобычи / М.Ю. Прахова, А.Н. Краснов, Е.А. Хорошавина, Э.А. Шаловников // Нефтегазовое дело. – 2016. - №1. – С. 101-118.
14. Сборник документов по безопасности работы с метанолом на объектах Министерства газовой промышленности. – М.: ВНИИГАЗ, 1988.
15. Регенерация метанола [Электронный ресурс]. – URL: <http://gazsurf.com/ru/gazopererabotka/oborudovanie/modelnyj-ryad/item/regeneratsiya-metanola>. – Дата обращения 02.04.2020 г.
16. Краснов, А.Н. Система автоматической подачи ингибитора гидратообразования в шлейфы газового промысла / А.Н. Краснов, М.Ю. Прахова, Г.Ю. Коловертнов, Е.А. Хорошавина // Газовая промышленность. 2017. - №7. – С. 12-16.
17. Фаресов, А.В., Сравнение эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа и опыт их промышленного применения в ПАО «Оренбургнефть» / А.В. Фаресов, А.И. Пономарёв, Е.А. Круглов, А.П. Баряев // Вести газовой науки. – 2016. - №2(26). – с. 117-122.
18. Способ эксплуатации газовой скважины: пат. 2687663 Рос. Федерации: МПК E21B 37/06

19. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
20. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
21. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 1999. – 25 с.
22. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
23. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
24. ГОСТ 12.4.124-83. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
25. ГОСТ 12.4.051-87. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха.
26. СП 9.13130.2009. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации.